



ESTeSC

Escola Superior de
Tecnologia da Saúde de Coimbra

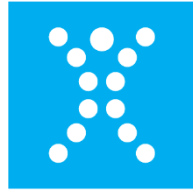


Politécnico de Coimbra

GESTÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS: ESTUDO DE CASO DE UMA UNIDADE FLUTUANTE DE PRODUÇÃO, ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO.

Alexsander Wellington Nunes de Azevedo

Coimbra, 06 de Dezembro de 2019



ESTeSC

Escola Superior de
Tecnologia da Saúde de Coimbra

Alexsander Wellington Nunes de Azevedo

Gestão de Segurança Operacional na Indústria de Petróleo e Gás: Estudo de Caso de uma Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo.

Mestrado em Segurança e Saúde do Trabalho
Departamento de Saúde Ambiental

Coimbra, 2019



ESTeSC

Escola Superior de
Tecnologia da Saúde de Coimbra

Dissertação submetida à Escola Superior de Tecnologia da Saúde de Coimbra para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Segurança e Saúde do Trabalho, realizada sob a orientação científica de Doutora Marta Pinto Vasconcelos e Doutor Pedro Carrana.

Constituição do Júri:

Presidente _____ Maria António Castro

Vogal _____ Anibal Cadorna

Vogal _____ Marta Pinto Vasconcellos

Coimbra, 06 de Dezembro de 2019

BALADA DA DESPEDIDA

6º Ano Médico (1958)

Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.
Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.

Que as lágrimas do meu pranto
São a luz que lhe dá vida.

Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.
Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.

Quem me dera estar contente
Enganar minha dor
Mas a saudade não mente
Se é verdadeiro o amor.

Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.
Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.

Não me tentes enganar
Com a tua formosura
Que para além do luar
Há sempre uma noite escura.

Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.
Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.

Que as lágrimas do meu pranto
São a luz que lhe dá vida.

Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.
Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.

Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida.
Coimbra tem mais encanto
Na hora da despedida

Autores: Drº Fernando Machado Soares

Drº Francisco Bandeira Mateu

DEDICATÓRIA

Ao longo da jornada desta vida transitei por diversos momentos e tive o privilégio de olhar para os lados e ter a certeza de que nunca estive sozinho. Em mais esta contenda, quero agradecer de coração e alma aos que estiveram comigo na conquista de mais essa vitória:

Aos Orientadores: Agradeço a Orientadora Dra. Marta Pinto Vasconcelos e ao Orientador Doutor Pedro Carrana pela compreensão, pela orientação e, sobretudo pela amizade, em todas as etapas de estudo desta jornada acadêmica.

A Família: Janes Gomes Nunes de Azevedo (Mãe), Andrea Marques dos Santos (Esposa), Larissa Marques dos Santos e Guilherme Marques dos Santos (Filhos), André Wyld Nunes de Azevedo e Alter Weber Nunes de Azevedo (Irmãos), Jose Henrique Gomes Nunes e Joner Gomes Nunes (Tios). Vocês sacrificaram-se, dedicaram, abdicaram de tempo e de muitos projetos pessoais para que eu tivesse a oportunidade de estudar e de ter uma boa formação profissional e pessoal. Devo tudo que sou a vocês e, se sinto orgulho do lugar aonde cheguei, é porque sei que vocês estiveram-me a guiar pelas mãos e coração nesta encantada jornada.

In Memoriam: Ao meu Pai Durval de Azevedo Sobrinho, a minha Avó Maria Luiza Gomes Nunes e Minha Sobrinha e afilhada Milena Marques de Azevedo, mesmo distantes, sei o quanto me iluminaram e ficaram felizes por minhas conquistas.

Aos Amigos: Aos meus amigos da Empresa Dommo Energia Juliana Motta, Felipe Palmeira, Sandro Sant'Anna, Gustavo Xavier, Heleuza Gonçalves, Erika Prata e Celso Cordeiro de Mello pelo permanente incentivo; Da turma de Mestrado da Escola Superior de Tecnologia de Coimbra Filipe José Barbosa Bernardes e Artur Aiello Barboza pela jornada forjada pela amizade e trilhada com irreverência; Aos amigos e Profissionais de Segurança do Trabalho Romeu Batista e Diogo Chevalier, o meu muito obrigado pela forma como ajudaram e abrilhantaram a construção desta dissertação.

Aos Mestres: Aos Mestres que compartilharam os prazeres e as dificuldades desta jornada em que convivemos durante tantas horas e carregamos a marca de experiências comuns que tivemos. Partamos confiantes em busca de nossos ideais, no exercício da nossa profissão.

Aos Trabalhadores da Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência OSX-3: Desde o início desta jornada em dezembro de 2013, sempre estivemos unidos e soubemos compartilhar as tarefas, as responsabilidades e todo o trabalho em geral, multiplicando as possibilidades de triunfo. Chegou a hora de dividir as congratulações. A todos agradeço pelo desempenho e comprometimento com a Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional, pois sem cada um de vocês ao meu lado, sei que nada seria ou conquistaria. Esta conquista é de todos e estão de parabéns!

Aos Trabalhadores da Indústria Petrolífera Offshore Brasileira: Meus sinceros agradecimentos em reconhecimento pelo desempenho de todos vocês que constroem de modo diuturno com sangue, labuta, lágrimas e suor uma fração significativa da riqueza da Nação Brasileira.

A Dommo Energia: Um agradecimento especial a empresa que labuto nos últimos 10 anos e, onde pude aplicar os conhecimentos teóricos adquiridos nesta desafiadora jornada e desenvolver um ambiente com proteção a saúde dos trabalhadores. Este crescimento profissional não teria sido alcançado sem a confiança e apoio.

“Enquanto procurava o meu ideal, todos os dias foram luminosos, uma vez que sabia que cada momento fazia parte do meu sonho... um sonho que se tornava cada vez mais real, enquanto amadurecia entre as quedas e decepções e, alegrava-me com árduas, mas deliciosas conquistas. E, nesta jornada, que ficará eternamente nas minhas lembranças, descobri, coisas que em nenhum momento teria sonhado encontrar e aprender se não tivesse tido coragem de tentar”.

Alexsander Wellington Nunes de Azevedo

Em memória dos 392 petroleiros que perderam a vida em acidentes de trabalho ocorridos nos últimos 23 anos no Brasil.

RESUMO

O petróleo e o gás natural vêm contribuindo enormemente para a melhoria da qualidade de vida da sociedade no século XX. Com a economia em crescimento, a demanda energética torna-se cada vez mais um fator limitante para o desenvolvimento permanente. O advento de novas tecnologias associadas a crescentes exigências de mercado vêm acarretando significativas transformações nos meios de produção em todos os sectores industriais. A indústria de exploração e produção de petróleo não é dessemelhante e, esses elementos associados com a necessidade de encontrar e produzir grandiosos volumes em condições mais hostis concebe um cenário no qual as Companhias permanentemente se encontram expostas a maiores riscos de incidentes, que podem causar danos ambientais, as instalações e sociais, com consequente perdas irreparáveis. Entende-se desta forma que a gestão de segurança operacional sustenta a longo prazo o desempenho e busca em prevenir a ocorrência de acidentes com danos à vida humana, ao meio ambiente e as instalações industriais, podendo ser considerado como uma ferramenta para ajudar a tomada de decisões. Assim, torna-se imperativo garantir que as atividades de exploração e produção de petróleo ocorram de forma controlada, em conformidade com os regulamentos e boas práticas da indústria, com enfoque em segurança operacional e preservação ambiental, sendo, portanto imprescindível compreender a dinâmica dos acidentes ampliados, bem como suas causas e consequências.

Palavra-chave: Sistema de Gestão da Segurança Operacional, Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, Agência Nacional do Petróleo, Regulamento Técnico de Segurança Operacional, Prevenção de Incidentes.

ABSTRACT

Oil and natural gas have contributed greatly to the improvement of the quality of life of society in the twentieth century. As the economy grows, energy demand becomes increasingly a limiting factor for permanent development. The advent of new technologies associated with increasing market demands has led to significant changes in the means of production in all industrial sectors. The oil exploration and production industry are not dissimilar, and these elements associated with the need to find and produce grandiose volumes under more hostile conditions conceive a scenario in which Companies are permanently exposed to increased risk of incidents, which can cause environmental damage, facilities and social, with consequent irreparable losses. It is understood in this way that operational safety management sustains long-term performance and seeks to prevent the occurrence of accidents involving damage to human life, the environment, and industrial facilities, and can be considered as a tool to help make decisions. Thus, it is imperative to ensure that oil exploration and production activities occur in a controlled manner, in accordance with industry regulations and good practices, with a focus on operational safety and environmental preservation, and it is therefore imperative to understand the dynamics of extended accidents, as well as its causes and consequences.

Keyword: Operational Safety Management System; Exploration and Production of Oil and Natural Gas; National Oil Agency; Technical Regulation of Operational Safety; Incident Prevention

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABELAS	XVII
ÍNDICE DE APÊNDICES	XIX
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XXI
ABREVIATURAS	XXV
GLOSSÁRIO	XXIX
1. CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	1
2. CAPÍTULO 2. OBJETIVO	7
2.1. Objetivo Geral:	7
2.2. Objetivos Específicos:	7
3. CAPÍTULO 3. METODOLOGIA	9
4. CAPÍTULO 4. A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	11
4.1. Antiguidade	11
4.2. Primórdio da indústria petrolífera	11
4.3. Geopolítica do petróleo no pós-segunda guerra	12
4.4. Criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)	12
4.5. O Médio Oriente	13
4.6. Brasil	14
4.6.1. Principais Bacias e Campos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	16
5. CAPÍTULO 5. ACIDENTES NA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS	23
5.1. Análise Histórica de Acidentes	32
5.1.1. Eventos acidentais por tipo de unidade offshore flutuante na plataforma continental do reino unido, 1980 – 2005.	34
5.1.2. Eventos Acidentais em Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSO).	35
6. CAPÍTULO 6. GESTÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL	39
6.1. Principais Regulamentos de Segurança Operacional	40
6.1.1. Sistema de Gestão Ambiental e Segurança (<i>Safety and Environmental Management System</i> – SEMS)	40
6.1.2. Gestão de Segurança de Processo (<i>Process Safety Management</i> - PSM)	42
6.1.3. Segurança do Processo Baseada em Risco (<i>Risk Based Process Safety</i> – RBPS)	43

6.1.4.	Prática Recomendada para o Desenvolvimento de um Programa de Gestão Ambiental e Segurança para operações e instalações offshore (API RP 75)	44
6.1.5.	Caso de Segurança (<i>Safety Case</i>)	45
6.1.6.	Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO)	46
6.2.	Objetivo do Sistema de Gestão da Segurança Operacional	47
6.3.	Componentes de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional Eficaz	49
6.4.	Benefícios de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional	50
6.5.	Fiscalizações de Segurança Operacional	51
6.5.1.	Auditorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional em plataformas e sondas marítimas.	52
6.6.	Análise dos Incidentes Operacionais	66
6.6.1.	Incidentes mais recorrentes em plataformas marítimas de produção	76
6.6.2.	Incidentes mais recorrentes em sondas marítimas de perfuração e intervenção	82
6.7.	Análise Global de Desempenho de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil	86
6.8.	Penalizações Pecuniárias	88
6.9.	Interrupção Temporária das Atividades Operacionais.	91
7.	CAPÍTULO 7. ESTUDO DE CASO	97
7.1.	Empresa	97
7.2.	Características Físicas do Projecto de Produção	100
7.3.	Descrição da Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSO)	102
7.4.	Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.	105
7.5.	Análise de Desempenho do Sistema de Gestão de Segurança Operacional da Companhia	107
8.	CAPÍTULO 8. DISCUSSÃO	119
8.1.	Etapas, Princípios Fundamentais e os Elementos Essenciais do Sistema de Gestão de Segurança Operacional	121
8.2.	Integração dos Sistema de Gestão.	133
9.	CAPÍTULO 9. CONCLUSÃO	141
10.	CAPÍTULO 10. RECOMENDAÇÕES	147
11.	CAPÍTULO 11. TRABALHOS FUTUROS	151
12.	BIBLIOGRAFIA	153
13.	SÍTIOS ELETRÔNICOS	167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.1 - Bacias Produtoras Marítimas e Terrestre. Fonte: Petrobras, 2016	17
Figura 4.2 - Disposição dos Modelos Exploratórios para os Blocos do Pré-sal. Fonte: Petrobras, 2014.	18
Figura 5.1 - Plataforma Piper Alpha durante incêndio ocorrido em 6 de julho de 1988 que vitimou 167 pessoas a bordo. Fonte: google.com	24
Figura 5.2 - Memorial em homenagem aos trabalhadores da Piper Alpha no Mar do Norte. Fonte: google.com	24
Figura 5.3 - Plataforma semissubmergível Alexander L. Kielland operava como hotel flutuante para os trabalhadores da plataforma de petróleo de Edda no campo de Ekofisk. Fonte: google.com	25
Figura 5.4 - Ocean Ranger afundou em decorrência da tempestade tropical. Fonte: google.com	25
Figura 5.5 - Navio Glomar Java Sea afundou em decorrência da tempestade LEX. Fonte: google.com	26
Figura 5.6 - Incêndio e explosão decorrente de blowout na Plataforma de Enchova. Fonte: google.com	26
Figura 5.7 - Operação de "salvage" da Plataforma P-36 adernada após incêndio seguido de explosão. Fonte: google.com	27
Figura 5.8 - Resposta à emergência na plataforma Usumacinta no Golfo do México. Fonte: google.com	27
Figura 5.9 - Perda total da plataforma Deepwater Horizon devido à falha do blowout preventer. Fonte: google.com	28
Figura 5.10 - Incêndio na Plataforma de produção Bombay High North após colisão com o navio de apoio (Multi Service Vessel) Samudra Suraksha. Fonte: google.com	28
Figura 5.11 - Plataforma de produção Bohay após emborcamento. Fonte: google.com	29
Figura 5.12 - Plataforma de perfuração Seacrest que emborcou em decorrência de tempestade produção Bohay após emborcamento. Fonte: google.com	30
Figura 5.13 - Plataforma de produção FPSO São Mateus adernada após incêndio seguido de explosão na casa de bombas. Fonte: google.com	30
Figura 7.1 - Mapa de localização do Campo de Tubarão Martelo. Fonte: Dommo Energia	98
Figura 7.2 - Mapa do reservatório no ring-fence do Campo de Tubarão Martelo. Fonte: Dommo Energia	99

Figura 7.3 - Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de produção OSX3. Fonte: Dommo Energia _____	104
Figura 7.4 - Esquema da Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de produção OSX3. e dos poços produtores. Fonte: Dommo Energia _____	105
Figura 8.1 - Hierarquia documental do Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Fonte: Dommo Energia _____	128
Figura 8.2 - Etapas e ações do PDCA estabelecidas durante a implementação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Fonte: Dommo Energia _____	132
Figura 8.3 - Ações e diretrizes integradas do Sistema de Gestão da segurança operacional. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	138

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1 - Distribuição da Produção de Petróleo e Gás Natural por Bacia. Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (ANP/SDP/Sigep. Out/2016)	17
Tabela 5.1 - Descrição dos Tipos de Acidentes. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	32
Tabela 5.2 - Descrição das Categorias de Evento. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	33
Tabela 5.3 - Descrição dos Modos de Operação. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	33
Tabela 5.4 - Estatística dos Acidentes em FPSOs durante o Modo de Operação de PRODUÇÃO (UKCS, 1980-2005). Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	38
Tabela 5.5 - Estatística dos Acidentes em FPSOs durante o Modo de Operação de PERFURAÇÃO (UKCS, 1980-2005). Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	38
Tabela 6.1 - Dezesete práticas de gestão do SGSO	47
Tabela 6.2 - Quantitativos de auditorias por operadores dos contratos realizadas em 2016 em unidades de produção. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.	54
Tabela 6.3 - Quantitativos de auditorias realizadas e plataformas de produção auditadas em 2016 por operadores de instalação. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.	54
Tabela 6.4 - Quantitativos de auditorias por empresas operadoras de contratos realizadas em 2016 em sondas de perfuração. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	58
Tabela 6.5 - Quantitativos de auditorias realizadas e plataformas de perfuração auditadas em 2016 por operadores de instalação. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	58
Tabela 6.6 - Tipos de incidentes e grandezas relativas ao nível de atividades utilizadas para normalizar os dados. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	69
Tabela 6.7 - Distribuição das infrações constantes nos autos de infração emitidos pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, objecto de condenação administrativa ano de 2016 por regulamento/tipo. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	89
Tabela 6.8 - Práticas de Gestão com aumento da recorrência de infrações	90
Tabela 6.9 - Interdições de unidades de exploração e produção realizadas no período de 2010 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	93
Tabela 7.1 - Requisitos do SGSO onde as falhas se enquadram	110
Tabela 7.2 - Estudos de análise de riscos aplicados ao FPSO. Fonte: Elaborado pelo Autor.	115

ÍNDICE DE APÊNDICES

Apêndice I – Acidentes da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural no período de 1948 a 2007.

Apêndice II – Resolução nº 43

Apêndice III – Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Apêndice IV – Registos de Punição Pecuniária no Período de 2011 a 2013.

Apêndice V – Descrição da Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSO OSX3).

Apêndice VI – Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção

Apêndice VII – Certificados das Normas ISO 9.001 - Sistema de Gestão da Qualidade, ISO 14.001 - Sistema de Gestão Ambiental e OHSAS 18.001 - Sistema de Gestão em Segurança e Saúde Ocupacional.

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1 - Distribuição dos Eventos Acidentais por tipo de unidade flutuante offshore, UKCS, 1980-2005. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	35
Gráfico 5.2 - Número de Acidentes em FPSOs por Modo de Operação, UKCS, 1980-2005. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	36
Gráfico 5.3 - Tipo de Acidente por Categoria de Evento em unidades FPSO, UKCS, 1980-2005. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).	37
Gráfico 6.1 - Auditorias realizadas por ano e média de desconformidades por auditoria em plataformas marítimas de produção. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.	53
Gráfico 6.2 - Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em plataformas de produção marítimas. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	55
Gráfico 6.3 - Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção no período de 2009 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	55
Gráfico 6.4 - Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção por gravidade. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	57
Gráfico 6.5 - Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em sondas marítimas de perfuração. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	57
Gráfico 6.6 - Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em sondas marítimas de perfuração. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	59
Gráfico 6.7 - Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração desde o ano de 2009. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	59
Gráfico 6.8 - Distribuição das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração no ano de 2016, por prática de gestão e por classificação de gravidade. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	61
Gráfico 6.9 - Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de sondas de perfuração por gravidade. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	61
Gráfico 6.10 - Evolução da quantidade de registros de incidentes no período compreendido entre 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	67
Gráfico 6.11 - Taxas de fatalidades em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	70
Gráfico 6.12 - Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo	71

Gráfico 6.13 - Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	72
Gráfico 6.14 - Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	72
Gráfico 6.15 - Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	74
Gráfico 6.16 - Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	75
Gráfico 6.17 - Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	75
Gráfico 6.18 - Gráfico 6.18. Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	76
Gráfico 6.19 - Gráfico 6.19. Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	77
Gráfico 6.20 - Taxas de paradas emergenciais por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	78
Gráfico 6.21 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	78
Gráfico 6.22 - Taxas de quedas de objetos por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	78
Gráfico 6.23 - Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	79
Gráfico 6.24 - Taxas de falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	79
Gráfico 6.25 - Taxas de constatação de mancha de origem indeterminada por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	79
Gráfico 6.26 - Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	80
Gráfico 6.27 - Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo. _____	81

Gráfico 6.28 - Taxas de perdas de contenção de gás inflamável por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	81
Gráfico 6.29 - Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	81
Gráfico 6.30 - Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	82
Gráfico 6.31 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	83
Gráfico 6.32 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	84
Gráfico 6.33 - Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo. _____	84
Gráfico 6.34 - Taxas de falhas no BOP por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	84
Gráfico 6.35 - Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	85
Gráfico 6.36 - Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	85
Gráfico 6.37 - Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo. _____	86
Gráfico 6.38 - Valores de multas aplicadas e recolhidas entre os períodos dos anos de 2009 e 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo _____	91
Gráfico 7.1 - Eventos com paragem da planta de processo no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2017. Fonte: Elaborado pelo autor _____	112
Gráfico 7.2 - Acidentes Pessoais durante atividades rotineiras e não rotineiras no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2017 Fonte: Elaborado pelo autor _____	113

ABREVIATURAS

ABS: American Bureau of Shipping

ALARP: Tão baixo quanto possível (As Low As Reasonably Practicable)

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás, Biocombustíveis e Derivados.

ANVISA: Agência de Vigilância Sanitária

ANMH: Árvore de Natal Horizontal Molhada

APP: Análise Preliminar de Perigos

API: American Petroleum Institute

Bbl: Unidade de padrão de volume que, para o caso específico do petróleo, equivale a 42 galões americanos ou 158,9873 litros. Uso tolerado apenas para medir volume de petróleo.

Bpd: Unidade de padrão de volume que, para o caso específico do petróleo, equivale a barris de petróleo produzidos por dia.

BCS: Bomba centrífuga submersível

BOP: Blowout Preventer

BSEE: Departamento de Segurança e Fiscalização Ambiental (Bureau of Safety and Environmental Enforcement)

BSI: British Standards Institution

CCPS: Center for Chemical Process Safety

CI: Comunicados Iniciais de incidentes

CO₂: O dióxido de carbono também conhecido como anidrido carbônico e gás carbônico constituído por dois átomos de oxigênio e um átomo de carbono.

CPU: Unidade central de processamento

CSB: Conjunto Solidário de Barreira

DHSV: Válvula de Segurança de Sub Superfície

EBC: Empresa Brasileira de Comunicações

EPA: Agência de proteção Ambiental Americana (Environmental Protection Agency)

E&P: Exploração e Produção

FPSO: Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.

FSO: Unidade flutuante de armazenamento e transferência

GNL: Gás Natural Liquefeito

HAZOP: Hazard and Operability Studies.

HSE: UK Health and Safety Executive

H₂S: Sulfeto de hidrogénio, em nomenclatura antiga sulfureto de hidrogénio, citado algumas vezes como gás sulfídrico ou sulfidreto.

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IEC: International Electrotechnical Commission

ILO: Organização Internacional do Trabalho

IMO: Organização Marítima Internacional

IPVS: Imediatamente Perigosa à Vida ou à Saúde: qualquer atmosfera que apresente risco imediato à vida ou produza imediato efeito debilitante à saúde.

IRF: International Regulators Forum

ISO: International Organization for Standardization

JSA: Análise de segurança do trabalho

LOPA: Layers of Protection Analysis

MB: Marinha do Brasil

MPD: Gerenciado de perfuração por pressão (*Managed Pressure Drilling*)

MTE: Ministério do Trabalho e do Emprego

NORMAM: Normas da Autoridade Marítima

OHSAS: Série de Avaliação de Segurança e Saúde Ocupacional (Occupational Health and Safety Assessment Series)

OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

OIT: Organização Internacional do Trabalho

PCAC: Projeto de Compensação Ambiental

PCMSO: Programa de Controlo Médico e Saúde Ocupacional

PCP: Projeto de Controlo da Poluição

PDCA: Significado das palavras Plan-Do-Check-Act

PDG: Indicador Permanente de Profundidade

PEAT: Projeto de Educação Ambiental do Trabalhador

PEM: Programa Exploratório Mínimo:

PIG: Dispositivo com lâminas ou escovas inserido no interior de uma tubulação ou linha de produção, a qual percorre por meio da pressurização a montante do mesmo, com objetivo de remover depósitos indesejados, inspecionar aspectos dimensionais ou separar bateladas de fluidos.

PPRA: Programa de Prevenção de Riscos Ambientais

PSV: Válvula de segurança e Alívio

PSM: Gestão de Segurança de Processo (Process Safety Management)

PSMS: Projeto de Segurança, Meio Ambiente e Saúde do Trabalhador.

RDI: Relatórios Detalhados de Incidentes

RTDT: Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural

RTSGI: Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural

RTSGSO: Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural

RTSGSS: Regulamento Técnico do Gerenciamento da Segurança Operacional dos Sistemas Submarinos

SACHE: The Safety and Chemical Engineering Education

SGIP: Sistema de Gestão da Integridade de Poços

SGSO: Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural

SGSS: Sistema de Gestão da Segurança Operacional dos Sistemas Submarinos

SIL: Safety Integrity Levels

SIMOP: Operações Simultâneas

SEMS: Sistema de Gestão Ambiental e Segurança

SISO: Sistema Integrado de Segurança Operacional

SOLAS: Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida Humana no Mar

SMS: Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.

SPM: Single Point Mooring

SSM: Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente

TCDD: Dioxina ou “Dioxina de Seveso”

TOG: Teor de óleos e graxas

GLOSSÁRIO

Acidente: Qualquer evento inesperado que cause danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros, ocorrência de fatalidades ou ferimentos graves para o pessoal próprio ou para terceiros ou a interrupção das operações da instalação por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

Água Produzida: Água resultante do processo de tratamento de água que tem como finalidade o seu enquadramento nos limites estabelecidos pela legislação ambiental aplicável para descarte em plataformas marítimas. A água é tratada em baterias de hidrociclones, flotadores e resfriadores, e enquadrada em um teor de óleos e graxas inferior a 29 ppm, especificado para descarte seguro no mar.

Água produzida fora de especificação: Água produzida que apresenta teor de óleos e graxas (TOG) acima do valor máximo diário de 42 mg.l-1 ou acima da concentração média aritmética simples mensal de 29 mg/l para plataformas marítimas.

Agência Nacional do Petróleo: Autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que atua como agência reguladora, responsável por estabelecer regras por meio de portarias, resoluções e instruções normativas, promover licitações e celebrar contratos em nome do Governo Federal com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, bem como de transporte e estocagem de gás natural e, por zelar pelo cumprimento das normas nas atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

Agência Reguladora: Função da Agência Nacional do Petróleo, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, estabelecida por meio pela lei n º 9.478 de 1997.

Agente Regulado: Denominação da empresa responsável pelo Contrato de Concessão perante a ANP por conduzir e executar todas as operações e atividades na instalação em questão, de acordo com o estabelecido em autorização ou contrato de concessão, de cessão onerosa ou de partilha de produção.

Agência Nacional de Vigilância Sanitária: Agência reguladora, sob a forma de autarquia de regime especial, vinculada ao Ministério da Saúde que exerce o controle sanitário de todos os produtos e serviços (nacionais ou importados) submetidos à

vigilância sanitária, tais como medicamentos, alimentos, cosméticos, saneantes, derivados do tabaco, produtos médicos, sangue, hemoderivados e serviços de saúde, inclusive realizados em plataformas de produção e sondas de perfuração.

Análise de Camadas de Proteção: Técnica semi-quantitativa, situada entre técnicas puramente qualitativas, como APP e HAZOP, e a Análise Quantitativa de Riscos, técnica mais complexa de análise de risco.

Área de concessão: Área do contrato de concessão, de cessão onerosa ou de partilha de produção onde o Concessionário desenvolverá as atividades da fase de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Área do pré-sal: Região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo da Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

Árvore de Natal Horizontal Molhada: Equipamento submarino composto por um conjunto de válvulas operadas remotamente por acionadores hidráulicos, sensores de pressão e de temperatura, instalado na cabeça do poço de completação molhada, no leito marinho permitindo ainda a retirada da coluna de produção sem a retirada da ANMH.

Auditoria: Conjunto de atividades e processos para confrontação de equipamentos, procedimentos operacionais, capacitação ou sistemas de gestão com as disposições contidas em documentos ou normas que os especificam.

Blowout Preventer: Válvula especializada ou dispositivo mecânico similar desenvolvido para selar, controlar, monitorar, ou seja, lidar com pressões erráticas extremas e fluxo descontrolado emanado de um reservatório de petróleo e gás. Geralmente são instalados de forma redundante, além de controlar a pressão do poço e o fluxo de óleo e gás, os dispositivos destinam-se a impedir a tubulação, as ferramentas e o fluido de perfuração sejam expulsos do poço de petróleo quando uma explosão ameaça. Os bloqueadores de explosão são fundamentais para a segurança da tripulação, equipamento e ambiente, e para o monitorização e manutenção da integridade do poço.

British Standards Institution: Órgão nacional de padrões do Reino Unido, responsável por processo de certificação nas Normas do Sistema de Gestão da Qualidade (ISO 9.001), Sistema de Gestão Ambiental (ISO 14.001) e Sistema de Gestão em Segurança e Saúde Ocupacional (OHSAS 18.001).

Bundle: Vários tubos (produção ou injeção, elevação de gás) que são isolados em conjunto para manter juntas as linhas de produção. O feixe minimiza a transferência de calor e evita a deposição de hidratos ou ceras que poderiam obstruir as tubulações. Pacotes são comuns em desenvolvimentos de campo em águas profundas.

Campo de Petróleo ou de Gás Natural: Área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

Coluna de Produção / Injeção: É uma tubulação de aço de pequeno diâmetro que transporta o fluido produzido da formação até a árvore de natal ou da árvore para a formação no caso de injeção. Na extremidade da coluna há um equipamento denominado “packer”

Companhia: Vide significado de “Empresa”.

Completação: Conjunto de operações realizadas após a perfuração do poço com o objetivo de condicionar o poço para sua colocação em produção. A operação de completação é realizada com “riser” rígido vertical.

Concessionário : Empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP celebra contrato de concessão para conduzir e executar todas as operações e atividades exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional na área de concessão

Conjunto Solidário de Barreira: Conjunto de um ou mais elementos com o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis.

Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida Humana no Mar: Convenção da IMO para garantir a segurança da vida no mar. O conjunto de normas internacionais foi lançada pela primeira vez em 1914, em consequência do desastre do Titanic. Atualmente a convenção regulamenta aspectos básicos de segurança para os navios

que efetuam viagens internacionais, tais como a estabilidade, máquinas, instalações elétricas, proteção contra incêndio e meios de salvação.

Contrato de Concessão: Contrato entre a Agência Nacional do Petróleo (administração pública) e uma empresa (pública ou privada), pelo qual a primeira transfere, à segunda, a execução de um serviço de exploração e produção de petróleo e gás natural em Águas Jurisdicionais Brasileiras para que exerça este em seu próprio nome e por sua conta e risco, mediante tarifa paga pelo Concessionário.

Cultura organizacional: Sistema de valores compostos por práticas, símbolos, hábitos, comportamentos, valores éticos e morais, além de princípios, crenças, cerimônias, políticas internas e externas, sistemas e clima organizacional, compartilhados pelos seus membros, em todos os níveis, diferenciando assim uma organização das demais. A cultura influencia todos os membros dessa organização como diretrizes e premissas para guiar seus comportamentos e mentalidades.

Dioxina: Dioxina ou “Dioxina de Seveso” é um subproduto de várias reações químicas e processos de combustão à base de cloro orgânico e apresenta fórmula molecular 2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-dioxina, que é mais conhecida por TCDD. Dioxina não corresponde a apenas uma substância, mas a um grupo de aproximadamente 75 compostos altamente persistentes no meio ambiente e que apresentam diferentes graus de toxicidade.

Elementos Críticos de Segurança Operacional: Conjunto composto por Equipamento Crítico de Segurança Operacional, Sistema Crítico de Segurança Operacional e Procedimento Crítico de Segurança Operacional

Empresa: Unidade econômico-social, integrada por elementos humanos, materiais e técnicos, que tem o objetivo de obter utilidades através da sua participação no mercado de bens e serviços. Nesse sentido, faz uso dos fatores produtivos (trabalho, terra e capital).

Equipamento Crítico de Segurança Operacional: Qualquer equipamento ou elemento estrutural da Instalação que poderia, em caso de falha, causar ou contribuir significativamente para um quase acidente ou para um acidente operacional.

Fail Safe: Prática de projeto que, no caso de um tipo específico de falha, responde inerentemente de uma maneira que causará dano mínimo ou mínimo a outros

equipamentos, ao ambiente ou às pessoas. Diferentemente da segurança inerente a um perigo em particular, um sistema que é "à prova de falhas" não significa que a falha é impossível ou improvável, mas sim que o design do sistema previne ou mitiga as consequências inseguras da falha do sistema.

Fase de Exploração: Período de tempo que se estende desde a assinatura do Contrato de Concessão, Cessão Onerosa ou Partilha da Produção até o término do período exploratório, conforme definido em Contrato.

Fase de Produção: Período de tempo definido para produção de petróleo e gás natural

Fiscalização: Processo realizado por profissionais da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente para confrontação de equipamentos, procedimentos operacionais, capacitação ou sistemas de gestão de segurança operacional com as disposições contidas em documentos ou normas que os especificam.

Força de Trabalho: Todo o pessoal envolvido na operação da Instalação, composta por empregados do operador ou das contratadas.

Formação Produtora: Unidade básica da litoestratigrafia que contem o mineral de interesse a ser explorado.

Gás lift: Processo no qual o gás é circulado no interior do poço, nomeadamente do espaço anular para a tubulação de produção, com o objetivo de tornar menos densa a coluna de fluidos produzidos.

Gestão da Segurança Operacional: conjunto de medidas técnicas de prevenção, administrativas, pessoais e colectivas necessárias para garantir o trabalho seguro.

Grau API: Escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo. Foi criada pelo American Petroleum Institute - API, juntamente com a *National Bureau of Standards* e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos, sendo menor o grau maior será a densidade o óleo.

Imediatamente Perigosa à Vida ou à Saúde: Qualquer atmosfera que apresente risco imediato à vida ou produza imediato efeito debilitante à saúde.

Incidente: Entende-se como Incidente qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou accidental, envolvendo: risco de dano ao meio ambiente ou à saúde

humana; dano ao meio ambiente ou à saúde humana; prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros; ocorrência de fatalidades ou ferimentos graves para o pessoal próprio ou para terceiros; ou interrupção não programada das operações da Instalação por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

Instalação: Estrutura marítima ou terrestre, utilizada nas atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, seja integrante ou não integrante de área sob contrato, individualizadas por sondas, poços, sistemas de coleta de produção, plataformas, campos terrestres, estações, dutos de transferência, dutos de escoamento da produção, entre outros.

International Regulators 'Forum: O Fórum Internacional de Reguladores é um grupo composto por 10 reguladores de saúde e segurança na indústria de petróleo que inclui neste segmento as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e o transporte do petróleo até as refinarias. Existe para impulsionar melhorias na saúde e segurança no sector através da colaboração em programas conjuntos e compartilhamento de informações.

Jackup: Uma plataforma autoelevatória ou autoelevável é um tipo de plataforma móvel que pode se fixar ao fundo do mar através de 3 ou mais pernas. Geralmente não possuem propulsão própria, dependendo de rebocadores para chegar à locação desejada.

Licenciamento Ambiental: Procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

Licitação de blocos exploratórios: Procedimento administrativo, de natureza formal, no qual a ANP estabelece os mínimos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos que deverão ser obrigatoriamente atendidos pelas empresas que se propõem a exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, mediante contratos de concessão e de partilha da produção.

Linhas de Ancoragem: Sistema de fixação das unidades flutuantes ocorre através de cabos de aço, amarras ou poliéster, os quais são conectados a pontos fixos de ancoragem no leito marinho.

Managed Pressure Drilling: Sistema de circulação de circuito fechado no qual a pressão dos poros, a pressão de fratura de formação e a pressão do fundo do poço são balanceadas e gerenciadas na superfície. O fluido de perfuração é suplementado pela contrapressão de superfície, que pode ser ajustada muito mais rapidamente em resposta às condições do poço, em comparação com a mudança dos pesos da lama convencionalmente.

Manifold: Conjunto constituído de válvulas e acessórios, que permite a manobra e interconexão entre vários fluxos de entrada e diversos canais de saída

Material com alto potencial de dano: Substância com potencial de causar danos à saúde humana e/ou meio ambiente, devido às suas propriedades químicas (i.e. inflamabilidade, toxicidade, corrosividade, reatividade, potencial asfixiante) ou físicas (i.e. temperatura, pressão), excetuando-se óleo, água oleosa, água produzida, água de injeção e fluido de perfuração.

Marinha do Brasil: Ramo das Forças Armadas do Brasil responsável por conduzir operações navais, dentre as quais a fiscalização de plataformas de produção e sondas de perfuração quanto ao atendimento dos regulamentos NORMAM e SOLAS.

Meio Ambiente: Conjunto das substâncias, circunstâncias ou condições em que existe determinado objecto ou em que ocorre determinada ação, envolvem todas as coisas vivas e não vivas que existem na Terra, que afetam os ecossistemas e a vida dos seres que vivem nela. É o conjunto de condições, leis, influências e infraestrutura de ordem física, química e biológica, que permite abrigar e reger a vida em todas as suas formas.

Não conformidade: Não atendimento a um requisito legal, norma técnica, diretriz ou procedimento interno da organização.

Navio Aliviador: Navio tanque especialmente desenvolvido para transportar óleo das plataformas (FSO, FPSO) para as refinarias. São geralmente utilizados em regiões onde o clima é desfavorável, regiões remotas ou águas profundas

Normas da Autoridade Marítima: Regulamentos técnicos estabelecidos pela Marinha do Brasil, aplicáveis as plataformas de produção e sonda de perfuração, para assegurar a segurança operacional durante atividades nas águas jurisdicionais Brasileiras.

Transferência para Navio Tanque Aliviador: Processo de transferência de petróleo da Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência para um navio tanque aliviador para sua comercialização.

Offshore: Atividade de empresas de prospecção, perfuração e exploração petrolífera que operam ao largo da costa.

Onshore: Atividade de empresas de prospecção, perfuração e exploração petrolífera que operam em área terrestre.

Operador da Instalação: Concessionário ou empresa designada pelo concessionário para ser o responsável pela Gestão e execução de todas as operações e atividades de uma Instalação.

Operador do Contrato: Empresa legalmente designada pelo consórcio detentor dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural para conduzir e executar todas as operações e atividades na área sujeita a Contrato de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Overtorque: Força acima da necessária para permitir um objecto a girar ao redor de um eixo definido.

Organização dos Países Exportadores de Petróleo: Organização multinacional estabelecida em 1960, com a função de coordenar as políticas de petróleo dos países-membros, além de fornecer-lhes auxílio técnico e econômico. Inclui Angola, Arábia Saudita, Argélia, Catar, Coveite, Emirados Árabes Unidos, Equador, Irã, Iraque, Líbia, Nigéria e Venezuela.

Perfuração: Operação executada a partir do fundo do mar até atingir a rocha reservatório. A operação de perfuração de um poço é executada em vários estágios, com brocas de diferentes dimensões e revestimentos de diferentes diâmetros. Posteriormente, os revestimentos são cimentados para garantir a estanqueidade entre os vários reservatórios e a transmissão da carga do poço para as camadas de rocha de subsuperfície.

Petróleo: Todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado.

Plan-Do-Check-Act: É um método iterativo de gestão de quatro passos, utilizado para o controlo e melhoria de forma continuada de processos e produtos para garantir o alcance das metas necessárias à sobrevivência de uma organização. É também conhecido como o círculo/ciclo/roda de Deming, ciclo de Shewhart, círculo/ciclo de controlo, ou PDSA (plan-do-study-act). Seu principal objetivo é tornar os processos da gestão de uma empresa mais ágeis, claros e objetivos

Plano de Emergência: Conjunto de medidas que determinam e estabelecem as responsabilidades sectoriais e as ações a serem desencadeadas imediatamente após um incidente, bem como definem os recursos humanos, materiais e equipamentos adequados à prevenção, controlo e combate à poluição das águas.

Poço de Petróleo: Poço direta ou indiretamente ligado à produção de petróleo. Escavação artificial com o propósito de explorar e explorar hidrocarbonetos, podendo ser dos tipos estratigráfico, exploratório, explotatório ou especial.

Poço de Produtor: Poço do qual o petróleo ou gás é o principal produto extraído. Na maioria das vezes, além do petróleo ou gás, há também a produção conjunta da água e areia.

Procedimento Crítico de Segurança Operacional: Um procedimento ou critério utilizado para controlo de riscos operacionais.

Programa Exploratório Mínimo: Corresponde às atividades exploratórias a serem obrigatoriamente cumpridas pelo concessionário durante a fase de exploração.

Programa de Prevenção de Riscos Ambientais: Norma regulamentadora nº 09 do Ministério do Trabalho e Emprego que trata da parte integrante do conjunto mais amplo das iniciativas da empresa no campo da preservação da saúde e da integridade dos trabalhadores, devendo estar articulado com o disposto nas demais normas regulamentadoras, em especial com o Programa de Controlo Médico de Saúde Ocupacional – PCMSO previsto na norma regulamentadora nº 07.

Programa de Controlo Médico de Saúde Ocupacional: Norma regulamentadora nº 07 do Ministério do Trabalho e Emprego que tem o caráter de prevenção, rastreamento

e diagnóstico precoce dos agravos à saúde relacionados ao trabalho, inclusive de natureza subclínica, além da constatação da existência de casos de doenças profissionais ou danos irreversíveis à saúde dos trabalhadores.

Quase acidente: Eventos que não se classificam como Acidentes, nos quais houve risco de dano ao meio ambiente ou à saúde humana. Cabe ressaltar que um Comunicado de Incidente pode relatar mais de um tipo de incidente comunicável, como por exemplo um Comunicado de Incidente relativo a um evento no qual houve vazamento de hidrocarboneto contido na instalação, resultando em incêndio que provocou ferimentos graves a um funcionário. No caso do exemplo trata-se de um acidente, pois houve dano à saúde humana e prejuízos materiais, embora do ponto de vista ambiental houve apenas risco de dano ao meio ambiente, não materializado pois o fluido vazado ficou contido na instalação

Release Hooks: Sistemas de ancoragem que permitem que as linhas de ancoragem sejam seguramente seguras, liberadas de forma rápida e fácil, mesmo quando carregadas em seu limite de carga de trabalho seguro.

Ring Fence: Área estratégica em torno de um campo criada com o objetivo de aumentar a probabilidade de descoberta de novos campos produtores no ativo. Sua forma comum é a de um paralelogramo.

Riser: Tubo que conecta uma Estrutura de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) ou uma Plataforma de Perfuração (Sonda) a um sistema submarino para fins de produção, como perfuração, produção, injeção e exportação, ou para fins de perfuração, completação e workover, sendo considerado um sistema crítico em um desenvolvimento de oleoduto offshore, levando em consideração as cargas dinâmicas e as condições de serviço que eles precisam suportar.

Salvage: Processo de resgate de um navio, sua tripulação ou sua carga quando em uma situação perigosa.

Segurança Operacional: A prevenção, mitigação e resposta a eventos que possam causar acidentes que coloquem em risco a vida humana ou o meio ambiente, em instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, através da adoção de um Sistema de Gestão que assegure a integridade das instalações durante todo o seu ciclo de vida.

Semissubmergível: Uma embarcação ou plataforma semissubmergível é um dispositivo especializado em grandes operações marítimas como extração de petróleo, postos de combate marítimo, entre outras. Possui excelente estabilidade e características de navegabilidade

Single Point Mooring: Uma ancoragem de bóia simples, também conhecida como amarração de ponto único (SPM) é uma bóia de carregamento ancorada no mar, que serve como ponto de atracação e interconexão para petroleiros que carregam ou descarregam gás ou produtos líquidos. Os SPMs são o elo entre as conexões múltiplas da plataforma submarina geostática e a rotativa, sendo normalmente usados para carregar petróleo bruto diretamente das plataformas de produção, onde há razões econômicas para não executar um mineroduto até a costa

Sistema Crítico de Segurança Operacional: Qualquer sistema de controlo de engenharia que tenha sido projetado para manter a Instalação dentro dos limites operacionais de segurança, parar total ou parcialmente a Instalação ou um processo, no caso de uma falha na segurança operacional ou reduzir a exposição humana às consequências de eventuais falhas.

Sistema de coleta da produção: Conjunto de instalações e equipamentos destinados a transferir os fluidos produzidos dos poços até as unidades de produção, bem como transferir os fluidos para injeção no campo.

Sistema de escoamento da produção: Conjunto de instalações e equipamentos destinados a movimentar o petróleo e o gás natural das unidades de produção para instalações não pertencentes à área abrangida pelo contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural, ou para outras unidades na mesma área sob contrato

Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural: Regulamento Técnico das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, obrigatório nos contratos de concessão de campos de produção de petróleo. O regulamento se encontra organizado em 17 práticas obrigatórias de gestão em Segurança do Trabalho, Meio Ambiente, Higiene e Saúde Ocupacional que incluem, entre outros itens, aspectos referentes à Gestão da instalação; formação de pessoal; integridade mecânica; identificação de perigos e análise de risco; gestão de mudanças; seleção de

contratadas; práticas de trabalho seguro; operações simultâneas, atendimento a emergência e fatores humanos.

Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO): Sistema via internet de registo de Comunicados Iniciais de incidentes (CIs) e Relatórios Detalhados de Incidentes (RDIs) mantido e usado pela Agência Nacional do Petróleo para o recebimento, análise de dados, fiscalização e acompanhamento de incidentes.

Sulfeto de hidrogénio: É um gás incolor, extremamente tóxico e corrosivo, encontrado em concentrações. Pequenas quantidades de sulfeto de hidrogênio ocorrem em petróleo cru, mas o gás natural pode conter até 90% deste composto. É um gás altamente tóxico e inflamável (faixa de inflamabilidade: 4.3% - 46%). Sendo mais pesado que o ar, tende a acumular-se no fundo de espaços pobremente ventilados. Embora de odor muito pungente ao início, rapidamente enfraquece o sentido do olfato, assim as vítimas potenciais podem não estar cientes da sua presença, até que seja tarde demais.

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente: Sector da Agência Nacional do Petróleo responsável por regulamentar e fiscalizar a segurança operacional das atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás natural garantindo o cumprimento do regulamento técnico de segurança operacional visando à proteção da vida humana e do meio ambiente, investigar acidentes bem como consolidar e manter informações sobre suas ocorrências e por fim emitir pareceres, no âmbito da segurança operacional e da proteção ambiental.

Swivel: Equipamento que faz a conexão de elementos rotativos com aqueles estacionários nas sondas de perfuração ou plataformas de produção, permitindo com isso que a parte superior fique parada enquanto a inferior rotacional.

Tão baixo quanto razoavelmente praticável: ALARP é um termo frequentemente usado na regulamentação e gestão de sistemas críticos de segurança. O princípio ALARP é um ponto em que um risco é reduzido tão baixo que uma medida adicional de redução de risco não é necessária. Isso demonstra que o custo de redução de risco (dinheiro, tempo ou esforço) é extremamente desproporcional à redução de risco obtida, ou seja, o ALARP é simplesmente um balanceamento de redução de risco e o custo de alcançá-lo.

Turret: Sistema de ancoragem composto por corpo cilíndrico ancorado ao leito marinho e conectado ao casco de uma embarcação por meio de rolamentos e juntas rotativas (swivel)

Underground Blowout: Fluxo descontrolado de fluidos do reservatório para o poço, ao longo do poço no leito marinho e para outro reservatório. Este fluxo cruzado de uma zona para outra pode ocorrer quando uma zona de alta pressão é encontrada, o poço flui e a equipe de perfuração reage adequadamente e fecha os blowout preventers (BOPs). A pressão no anel se acumula até o ponto em que uma zona fraca se rompe. Dependendo da pressão em que a fratura ocorre, a formação de fluxo pode continuar a fluir e as perdas continuam a ocorrer na zona fraturada. Explosões subterrâneas é historicamente o problema mais caro na atividade de perfuração, sobrepujando os custos de explosões de superfície. Pode ser necessário perfurar um segundo poço para “matar” o poço colapsado pela explosão subterrânea.

Undertorque: Força abaixo da necessária para permitir um objecto a girar ao redor de um eixo definido.

Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência: Em inglês Floating Production Storage and Offloading, FPSO, como abreviado no mercado de produção de petróleo) é um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a exploração (produção), armazenamento petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios cisterna (petroleiros). São utilizados em locais de produção distantes da costa com inviabilidade de ligação por oleodutos ou gasodutos.

Unidade de Produção Marítima: Unidade de Produção instalada no mar.

Workover: O processo de realizar grandes manutenções ou tratamentos correctivos em um poço de petróleo ou gás. Em muitos casos, o workover implica a remoção e a substituição da linha de tubulação de produção depois que o poço foi morto e uma sonda de workover foi colocada no local. As operações de workover através de tubulações, usando tubulação enrolada, equipamentos de retração ou slickline, são rotineiramente conduzidas para tratamentos completos ou atividades de serviço de poço que evitam um workover completo onde a tubulação é removida. Esta operação economiza tempo e despesas consideráveis.

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

No mundo contemporâneo, o advento de novas tecnologias associadas a crescentes exigências de mercado veem acarretando significativas transformações nos meios de produção em todos os sectores industriais. A acessibilidade de novos mercados globalizados em que a concorrência exacerbada, a transformação tecnológica e inevitabilidade de melhorar a eficiência por meio de sistemas de produção mais seguros tornam a gestão da segurança operacional tarefa mais laboriosa.

O petróleo e o gás natural vêm contribuindo enormemente para a melhoria da qualidade de vida da sociedade no século XXI. Com a economia em crescimento, a demanda energética torna-se cada vez mais um fator limitante para o desenvolvimento permanente.

Segundo Silvestre e Dalcol (2009), a indústria de exploração e produção de petróleo não é dessemelhante e, os elementos associados com a necessidade de encontrar e produzir grandiosos volumes em condições hostis, com elevação significativa de pressão, temperatura e profundidade, coadjuvadas com o tempo reduzido para manutenção das instalações industriais, concebe um cenário no qual as empresas permanentemente se encontram expostas a maiores riscos de incidentes, que podem causar danos ambientais e sociais, com conseqüente perdas irreparáveis (Hall et al, 2012; Silvestre, 2014a; 2014b).

Na contemporaneidade, os riscos presentes no nosso cotidiano nos impelem a conhecê-los, desafiá-los e, na maioria das vezes, suplantá-los com o intuito de se ter total controle sobre os mesmos. Assim sendo, durante a produção exploração de petróleo e gás natural enfrentamos o desafio de como prevenir ou controlar esses perigos, sendo um valor central que precisa de melhoria contínua.

Ainda que estes incidentes ampliados tenham direcionado à atenção das diversas autoridades mundiais reguladoras da indústria quanto ao potencial das grandes catástrofes, eventos desta natureza permanecem representando uma ameaça significativa aos trabalhadores e a dar um novo impulso a essas autoridades para que desenvolvam ou considerem novas legislações e regulamentos destinados a eliminar ou minimizar o potencial de ocorrências.

Pode-se afirmar que os acidentes de grande repercussão são os precursores de estudos para a elaboração de ferramentas para análise, além de leis e normas regulamentadoras objetivando a prevenção, mitigação, controle, gestão e resposta a crises desse tipo de acidente decorrentes de riscos de processo (Chinaqui, 2012).

Em decorrência destes catastróficos eventos, houve considerável desenvolvimento de regulamentos técnicos mais rigorosos na indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural. Gupta et al (2005), Decola (2009) e Mendes et al (2014), indicaram essas importantes transformações a partir de amplas e complexas discussões que resultaram novas medidas para redução de riscos e barreiras de proteção adicionais para prevenir acidentes ampliados análogos.

Segundo Gimenes et al, essas novas diretrizes geralmente são propostas por várias organizações e agências governamentais, mas existem poucos mecanismos para garantir que as empresas cumpram todas as diretrizes necessárias para operar. Em decorrência, a globalização permite que as cadeias de suprimentos sejam transnacionais, o que tornam o controle e a execução de complexa execução.

Em 2004, a norma API RP 75 – *American Petroleum Institute Recommend Practice 75 – Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities*, prática recomendada do Instituto Americano do Petróleo referente ao desenvolvimento de um programa de gestão de segurança e meio ambiente para operações e instalações offshore, recomendava a adoção do chamado SEMP – *Safety and Environmental Management Program*, um programa de gestão de segurança e meio ambiente. (API, 2004)

Sutton (2013) descreve que, alguns anos depois, a agência americana MMS – *Minerals Management Service* propôs a regulamentação SEMS – *Safety and Environmental Management System*, uma variação do SEMP da API RP 75. A norma era recomendada, contudo, o SEMS a adotou e a fez mandatória aumentando a força como regulador e fiscalizador. Após revisão, este sistema de gestão foi denominado SEMS II.

A história do petróleo no Brasil começou no ano de 1858, quando o Marquês de Olinda concedeu a José de Barros Pimentel o direito de extrair betume em terrenos situados nas margens do rio Marau, na Bahia. A primeira sondagem foi realizada no município de Bofete, SP, entre 1892 e 1896, até à profundidade de 488 metros, que teve

como resultado apenas dois barris extraídos. Em 1919 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil que perfurou 51 poços de petróleo sem sucesso nos estados do Pará, Alagoas, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O desenvolvimento da indústria nacional foi um projeto almejado desde os anos 30 e perseguido pelos governos subsequentes.

Em 1932 foi instalada a primeira refinaria de petróleo do país, a Refinaria Rio-Grandense de Petróleo, em Uruguaiana, a qual utilizava petróleo importado do Chile, entre outros países.

Foi somente no ano de 1939 que foi descoberto óleo em Lobato (após a perfuração de mais de 80 poços de petróleo), no estado da Bahia, região onde os moradores usavam uma “lama preta” oleosa para iluminar suas residências. Em 1941 foi perfurado o primeiro poço comercial em Candeias, Bahia. Este poço de petróleo ainda produz nos dias atuais cerca de 1.800 barris de petróleo por dia.

Recentemente, deu-se início a produção de petróleo e gás na região do pré-sal. As previsões de produção são bastante otimistas e poderão alcançar a cifra de 167,5 mil barris/dia de petróleo e 5,3 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando 200,6 mil barris de óleo equivalente/dia. Isso correspondeu a 7,5% da produção nacional no final de 2011. Portanto a viabilidade técnica e comercial da extração de petróleo e gás natural abaixo da camada de sal existe e esse fator deve ser levado em conta.(ANP,2011)

Em 1997, foi promulgada a Lei 9.478, conhecida como Lei do Petróleo. A instituição de um ordenamento específico para o sector reflete o amadurecimento do país com respeito às questões económicas, sociais e ambientais que envolvem a exploração das atividades de petróleo e gás. Esse marco regulatório fornece as diretrizes gerais sobre a política energética nacional e as funções exercidas pelos dois principais órgãos fiscalizadores e reguladores do sector – Agência Nacional de Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Energia (CNE).

No que tange a regulamentação e fiscalização das atividades económicas das indústrias do petróleo e do gás natural no Brasil, tal função cabe a Agência Nacional de Petróleo, Gás, Biocombustíveis e Derivados, a “ANP”.

Até o ano de 2006 não existia no Brasil um regulamento técnico capaz de estabelecer as exigências no quesito da segurança operacional para as áreas de

exploração e produção offshore a serem seguidas pelos concessionários e operadores das instalações de produção e exploração de petróleo. Para tal, era recomendado que as empresas aderissem às melhores práticas da indústria no que tangesse à segurança (Ornelas, 2014).

Com o objetivo “estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional”, a Agência Nacional do Petróleo, órgão governamental e regulatório do sector de exploração e produção de petróleo no Brasil, publicou em 07/12/2007 o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural - Resolução ANP nº 43/2007, reconhecido como “SGSO”.

O SGSO é um método gerencial, elaborado para apoiar medidas a serem tomadas pelos operadores e concessionários em relação aos riscos a que estão expostos por toda e qualquer operação realizada nas instalações offshore, comprovando assim, o controlo sobre os riscos de suas atividades, apresentando uma completa gama de diretrizes de segurança que, pautada em 17 práticas de gestão, visa à proteção da vida humana e do meio ambiente.

Este sistema de gestão possibilita ainda a tomada de decisões baseadas nas melhores informações presentes num adequado banco de dados, proporcionando a melhoria da Segurança Operacional do ambiente em questão e diminuindo a possibilidade de ocorrência de acidentes de grandes proporções. Evidenciando o comprometimento com a Segurança Operacional, o SGSO reforça a cultura de segurança, alocando recursos de forma mais apropriada, possibilitando maior eficiência do sistema e diminuindo os custos.

De forma geral, a finalidade das regulamentações é preservar a segurança de pessoas e do meio ambiente, durante todo o processo a ser realizado. As exigências são as mais diversas e os órgãos reguladores estabelecem, obrigatoriamente, que as operadoras de petróleo forneçam evidências de procedimentos e práticas de gestão dos riscos e que obedeçam a requisitos específicos.

Neste contexto, esta dissertação apresenta como propósito auxiliar o debate sobre as lacunas e avaliar as principais propostas de Gestão de Segurança Operacional na indústria de exploração e produção de petróleo e gás. Mais especificamente, esta pesquisa visa verificar se o sistema de Gestão Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Ocupacional da Companhia atende a todos os requisitos das principais diretrizes do o Regulamento de Segurança Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural fornecendo recomendações-chaves para política, prática e pesquisa.

Entende-se desta forma que a gestão de segurança operacional sustenta em longo prazo a segurança efetiva, a saúde e o elevado desempenho ambiental. Reason (2007) considera que se um perigo passar por uma barreira existente (ou múltiplas camadas de barreiras), então o incidente ou perda ocorrerá. Neste caso, para evitar a ocorrência de incidentes e as perdas, um efetivo e abrangente sistema de gestão de segurança operacional pode assegurar que tantas barreiras ou salvaguardas possíveis de serem implementadas para reduzir a probabilidade de ocorrência de acidentes devem existir.

O Sistema de Gestão de Segurança geralmente possui dois focos principais, que abrange uma gama completa do espectro de incidentes, sendo a primeira correspondente à gestão de segurança no trabalho e saúde ocupacional e a segunda que corresponde à engenharia e gestão de segurança operacional.

A gestão de segurança no trabalho e saúde ocupacional no local de trabalho aborda a redução da severidade e frequência de incidentes. Essencialmente cobre lesões relacionadas ao trabalho (por exemplo, quedas, lesões sofridas durante o manuseio manual, interfaces homem-máquina, exposição a altos níveis de ruído, de entre outros). As principais características do sistema de gestão de segurança no trabalho e saúde ocupacional referem-se à prevenção de lesões e reabilitação.

A gestão de segurança operacional envolve a identificação e gestão de riscos existentes na instalação industrial. Neste caso consiste em políticas, procedimentos, normas e alocação de recursos que serão estratégicos para assegurar a gestão da segurança. A implementação de um PSMS ajuda a empresa a gerenciar o risco da instalação ao longo de seu ciclo de vida. (CCPS, 1993; CCPS, 1994; CCPS, 2008; Mannan, 2012).

Por conseguinte, o Sistema de Gestão de Segurança é um programa dinâmico que abrange a aplicação de princípios de gestão e técnicas analíticas para garantir a segurança operacional (CCPS, 1992, apud, Barbosa, 2009). Cullen (1990) corrobora com este entendimento ao salientar a importância de um Sistema de Gestão de

Segurança efetivo em vários relatórios sobre segurança no sector de petróleo e gás indústria.

Outrossim, pode-se considerar que um Sistema de Gestão de Segurança deve suportar a “prevenção de acidentes como foco principal”, não sendo apenas “algo que salva vidas, mas também uma imprescindível ferramenta que permite prevenir também perdas financeiras significativas”.

Ainda que a probabilidade de ocorrência de acidentes graves seja muito baixa, a ausência de eventos muito improváveis não é por si só, uma indicação suficiente de boa gestão da segurança (EPSC, 1996, apud Mannan, 2012).

Entender o que houve de errado em acidentes passados é não apenas relevante como fundamental para prevenir acidentes similares no futuro. Infelizmente, a história das indústrias demonstra que após poucos anos tais acidentes voltam a se repetir e muitas lições acabam sendo esquecidas com as mudanças nas organizações e a troca de pessoas, principalmente quando as mudanças são graduais, e pouco se nota que estão acontecendo (Kletz, 2012). Porém, mesmo que eventos tenham ocorrido em plantas diferentes, à abrangência das causas pode se revelar importante para outros segmentos. Portanto, as lições aprendidas aplicam-se integralmente a todos os processos industriais. (Kletz, 1993).

Por fim, entende-se desta forma que o Sistema de Gestão de Segurança, entre outros objetivos, busca prevenir a ocorrência de acidentes com danos a vida humana, ao meio ambiente e às instalações industriais, podendo ser considerado como uma ferramenta para ajudar a tomada de decisões. Este processo resultará em uma compreensão do nível e significado dos riscos no local de trabalho permitindo assim decisões efetivas relativas à implementação de um adequado controlo de risco. Mannan (2012) e Lima (2013) consideram que essas ferramentas devam ser agrupadas em um Sistema de Gestão de Segurança.

CAPÍTULO 2. OBJETIVO

2.1. Objetivo Geral:

Fundamentado nas considerações supramencionadas na Introdução e Resenha Bibliográfica, o objetivo geral do trabalho centra-se na investigação da Gestão de Segurança Operacional na Indústria de Petróleo e Gás Natural utilizando como Estudo de Caso uma Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSO).

2.2. Objetivos Específicos:

Tendo em conta o objetivo geral nomeado, cabe manifestar os objetivos específicos da forma que se segue:

- Apresentar a Indústria de Petróleo e Gás Natural do Brasil;
- Avaliar os normativos relacionados à segurança operacional no Brasil e no Exterior;
- Realizar análise histórica de incidentes relacionados à segurança operacional no Brasil e no Exterior;
- Avaliar fatores comuns entre incidentes maiores;
- Avaliar a correlação entre os registos de incidentes, não conformidades e punições pecuniárias no Brasil com a efetividade do sistema de gestão de segurança operacional;
- Apresentar lições aprendidas com incidentes maiores e sua aplicação em segurança operacional;
- Demonstrar a importância da implementação do sistema de gestão de segurança operacional;
- Descrever um sistema de gestão de segurança operacional;
- Apresentar conclusões sobre a do sistema de gestão de segurança operacional no Brasil; e
- Propor recomendações.

CAPÍTULO 3. METODOLOGIA

A dissertação de Mestrado “Gestão de Segurança Operacional na Indústria de Petróleo e Gás: Estudo de Caso de uma Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo” é uma pesquisa exploratória e descritiva, utilizando a técnica de análise documental.

Na análise de documentos como técnica de coleta de dados se empenha com o tratamento e interpretação dos materiais, ou seja, dos textos obtidos, para solidez das conclusões a serem alcançadas, relativizada ao contexto da organização (Vieira et al, 2007). A relação dos documentos coletados e estudados encontra-se à disposição, sendo considerados documentos públicos e de livre acesso aos interessados e a pesquisadores.

A pesquisa como etapa obrigatória no processo de conhecimento, pode ser entendida como procurar respostas para indagações propostas. Minayo (1993), vendo por um prisma mais filosófico, considera a pesquisa como “atividade básica das ciências na sua indagação e descoberta da realidade. É uma atitude e uma prática teórica de constante busca que define um processo intrinsecamente inacabado e permanente”.

Demo (1996) insere a pesquisa como atividade quotidiana considerando-a como uma atitude, um “questionamento sistemático crítico e criativo, mais a intervenção competente na realidade, ou o diálogo crítico permanente com a realidade em sentido teórico e prático”.

Assim, essa pesquisa aplicada, exploratória e qualitativa visa proporcionar maior familiaridade com o problema com vistas a torná-lo explícito ou a construir hipóteses.

Assume, em geral, as formas de Pesquisas Bibliográficas e Estudos de Caso e, para tanto, compreende:

- Levantamento bibliográfico;
- Entrevistas com profissionais com experiências práticas relacionadas com o tema pesquisado; e
- Análise de exemplos que estimulem a compreensão.
- Registros operacionais e do sistema de gestão da Unidade de Produção Marítima.

A revisão da literatura e a reflexão prévia permitirão focalizar objetivamente as questões a serem investigadas e formular as suas respostas.

A análise e a interpretação dos dados e informações serão executadas de forma interativa para a obtenção dos mesmos durante todo o processo de pesquisa. As fontes principais dos dados e informações serão normas, artigos, revistas especializadas, livros e publicações referentes à segurança operacional na indústria de exploração e produção de petróleo e gás, de instituições e autores, nacionais e estrangeiros com notório saber e larga vivência profissional na área em questão.

No desenvolvimento desta dissertação, diversos aspectos relevantes foram identificados nas fontes de informação inicialmente selecionadas, surgindo novas questões que demandaram a inclusão de outras fontes na pesquisa.

O acesso a Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo (“trabalho de campo”) e a imersão no contexto do problema fizeram parte da rotina laboral do autor, que é engenheiro de segurança do trabalho, formado há 20 anos e com expressivo conhecimento teórico-prático em segurança operacional na indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural, área objecto desta pesquisa, e com atuação em províncias petrolíferas no Brasil e na Colômbia.

A obtenção das informações relativas segurança operacional na indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural não exigiu, dessa forma, ação específica previamente planeada. Elas foram oriundas da atuação profissional e acadêmica, observação de fatos, comportamentos e cenários do segmento industrial.

Neste contexto, a dissertação caracteriza-se como exploratória e estruturada através de uma lógica dedutiva e indutiva por se propor a aperfeiçoar teorias e condutas aplicadas ao estabelecimento de níveis adequados de segurança operacional em Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo.

CAPÍTULO 4. A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

4.1. Antiguidade

Conforme relatado por SILVA et al. (1999) em Combustíveis Fósseis e Aquecimento, pesquisas históricas evidenciam que a utilização do petróleo remete aproximadamente 4000 a.C. em decorrência de exsudações e afloramentos frequentes na região do Oriente Médio.

Segundo SILVA et al. (1999), os povos da Mesopotâmia, do Egito, da Pérsia e da Judéia já utilizavam o betume para revestimentos de vias de acesso, calafetagem de construções, aquecimento e iluminação, bem como lubrificantes e até fins medicinais como laxante. Os chineses já perfuravam poços de petróleo, usando hastes de bambu, no mínimo em 347 a.C. (SILVA et al., 1999)

No início da era cristã, os árabes davam ao petróleo fins bélicos e de iluminação. O petróleo de Baku, no Azerbaijão, já era produzido em escala comercial, para os padrões da época, quando Marco Polo viajou pelo norte da Pérsia, em 1271. (SILVA et al., 1999)

4.2. Primórdio da indústria petrolífera

O desenvolvimento da indústria petrolífera remonta meados do século XIX. Em 1850, James Young, na Escócia, descobriu que o petróleo podia ser extraído do carvão e xisto betuminoso e criou processos de refinamento. Registos indicam que o primeiro poço de petróleo considerado como moderno foi perfurado em Bibiheybat, próximo a Baku, no Azerbaijão, no ano de 1846 ((SILVA et al., 1999) .

Conforme relatado por SILVA et al. (1999), o Azerbaijão, localizado na região do Cáucaso, situado no cruzamento entre o Leste Europeu e o Sudoeste Asiático, foi o maior produtor de petróleo no século XIX e, no final deste século apresentava uma produção correspondente a mais da metade da produção mundial. O primeiro poço de petróleo comercial da Roménia, localizado no centro-sudeste da Europa, foi perfurado em 1857, entre o norte da península dos Balcãs e a costa ocidental do Mar Negro.

Nas Américas, o Canadá foi pioneiro na perfuração de poço de petróleo no ano de 1858, seguido pelos Estados Unidos da América que, em agosto de 1859 perfurou o primeiro poço de petróleo nos Estados Unidos para a procura do petróleo (a uma

profundidade de 21 metros), no estado da Pensilvânia, feito este realizado pelo o norte-americano “Coronel” Edwin Laurentine Drake. O poço de petróleo revelou-se produtor e a data passou a ser considerada, pelos norte-americanos, a do nascimento da moderna indústria petrolífera. A produção de óleo cru nos Estados Unidos, de dois mil barris em 1859, aumentou para aproximadamente três milhões em 1863, e para dez milhões de barris em 1874. (SILVA et al., 1999)

4.3. Geopolítica do petróleo no pós-segunda guerra

Conforme citado por PEREIRA (2019) ao discutir o tema geopolítica do petróleo, é inevitável articular a respeito do Médio Oriente por tratar-se da região que concentra um percentual superior a dois terços das reservas mundiais e que em alguns momentos do século XX chegou a representar o percentual de 90% da produção mundial.

Segundo GUEDES (2015), neste contexto, com o fim da Segunda Guerra Mundial, as ações pela descolonização foram seguidas pelo direito dos países disporem livremente dos próprios recursos naturais. Nesse contexto, os países do Golfo Pérsico passaram a manifestar o desejo de libertar-se das companhias petrolíferas ocidentais, o que ocorreu em 1948, com o apoio dos Estados Unidos da América, obtiveram o fim do “acordo da Linha Vermelha”.

A Getty Oil Company, uma das empresas recém-chegadas, considerando este novo cenário, ofereceu melhores condições à Arábia Saudita, obrigando as companhias petrolíferas, determinadas a manter as suas posições, a conceder a este país, em 1950, uma fatia dos lucros da exploração petrolífera na base de 50/50. Essa concessão foi estendida ao Bahrein e, posteriormente, ao Kuwait e ao Iraque. (GUEDES, 2015).

4.4. Criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)

Conforme apresentado no sítio eletrônico da Organização dos Países Exportadores de Petróleo, a OPEP é uma organização intergovernamental permanente, criada na Conferência de Bagdade de 10 a 14 de setembro de 1960 pelo Irão, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela.

Posteriormente, os cinco Membros Fundadores se juntaram a outros dez Membros: Catar (1961) — encerrou a sua associação em janeiro de 2019; Indonésia

(1962) — suspendeu a sua associação em janeiro de 2009, a reativou em janeiro de 2016, mas decidiu suspendê-la novamente em novembro de 2016; Líbia (1962); Emirados Árabes Unidos (1967); Argélia (1969); Nigéria (1971); Equador (1973) — suspendeu a sua associação em dezembro de 1992, mas a reativou em outubro de 2007; Angola (2007); Gabão (1975) — deixou de ser membro em janeiro de 1995, mas voltou a participar em julho de 2016; Guiné Equatorial (2017); e Congo (2018).

A OPEP teve sua sede em Genebra, Suíça, nos primeiros cinco anos da sua existência, sendo transferida para Viena, Áustria, em 1º de setembro de 1965.

Por fim, segundo a OPEP, seus três objetivos foram de: 1º Coordenar e unificar as políticas de petróleo entre os países membros, a fim de garantir preços justos e estáveis para os produtores de petróleo; 2º Um fornecimento eficiente, econômico e regular de petróleo para as nações consumidoras; e 3º Um retorno justo de capital para aqueles que investem no setor.

4.5. O Médio Oriente

Na região do Médio Oriente, que corresponde à junção da Eurásia, da África, do mar Mediterrâneo e do Oceano Índico, a economia dos países está vinculada diretamente com a indústria de exploração e produção de petróleo, sendo esta a maior riqueza. Por vezes, esta atividade se apresenta como a única fonte de receita para determinados países, por ser a região basicamente constituída por desertos com severo clima e condições impróprias para o desenvolvimento de agricultura e pecuária.

De entre as diversas jazidas de petróleo do Oriente Médio, a concentração maior do recurso está no Golfo Pérsico e na Mesopotâmia, os quais juntos possuem aproximadamente 60% de toda reserva do planeta, sendo os maiores produtores a Arábia Saudita, Irão, Iraque, Kuwait, Emirados Árabes Unidos, Catar e Bahrain.

Segundo registos no sítio eletrónico da OPEP, a produção mundial de petróleo cresceu 1,6% em 2018 na comparação com o ano anterior, chegando a 75,7 milhões de barris diários, o que representa um novo recorde. Nas estimativas atuais, 79,4% das reservas comprovadas de petróleo do mundo estão localizadas nos países membros, com a maior parte das reservas de petróleo no Oriente Médio, totalizando 64,5% do total.

Em julho de 2019, conforme relatório mensal da OPEP, sua participação do petróleo no total da produção global caiu 0,3 ponto percentual (pp), para 30% em comparação com o mês anterior, segundo estimativa baseada em dados de comunicação direta para o fornecimento de países de fora do cartel, de líquidos de gás natural e de petróleo não convencional. Esse fator favorece diretamente na interferência das grandes nações no cenário geopolítico do Médio Oriente.

Importante ressaltar que a restrição económica em relação ao petróleo pode se um fator limitante e primordial no desenvolvimento de diversas atividades produtivas industriais. Presentemente, em sua maioria, os países que compõem o Médio Oriente não são considerados industrializados, exceto Israel que detém elevados índices de desenvolvimento quando em comparação aos países circunvizinhos. Como Política de Estados, este fato deve ser levado em consideração em seu planejamento estratégico, haja vista que sua variação de valor no mercado ou até mesmo seu esgotamento pode acarretar o colapso económico.

4.6. Brasil

No Brasil, a primeira sondagem foi realizada no município de Bofete no estado de São Paulo, entre 1892 e 1896, por iniciativa de Eugênio Ferreira de Camargo, tendo sido responsável pela primeira perfuração, até à profundidade de 488 metros, que teve como resultado apenas água sulfurosa.

A Refinaria Rio-grandense de Petróleo, primeira refinaria de petróleo instalada no país, foi construída em 1932 em Uruguaiana. A época utilizava, principalmente, petróleo importado do Chile. Foi somente no ano de 1939, que foi descoberto óleo no bairro do Lobato, em Salvador. Desde os anos 1930 o tema do petróleo foi amplamente discutido no Brasil, polarizado entre o monopólio da União e a participação da iniciativa privada na exploração petrolífera. Entretanto, naquele período, o país ainda dependia das empresas privadas multinacionais para todas as etapas da exploração petrolífera, desde a extração, refinação até à distribuição de combustíveis.

Após a Segunda Guerra Mundial, o Brasil era um grande importador de petróleo, caracterizando-se as suas reservas como insignificantes. Nesta época, iniciaram-se diversos movimentos sociais em sectores organizados da sociedade civil com o mote "O petróleo é nosso!" em prol da nacionalização da produção de petróleo. A campanha resultou, em 1953, aquando o segundo Governo de Getúlio Vargas, na criação da

empresa Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras. A Lei 2.004 de 3 de outubro de 1953 garantia ao Estado o monopólio da extração de petróleo do subsolo, que foi incorporado como artigo da Constituição de 1967 (Carta Política de 1967) através da Emenda nº1, de 1969. O monopólio da União foi eliminado em 1995, com a EC 9/1995, que modificou o Art. 177 da Constituição Federal.

Após o primeiro choque mundial do petróleo em 1973, a Petrobras modificou a sua estratégia de exploração petrolífera que até então priorizava parcerias internacionais e a exploração de campos mais rentáveis no exterior.

Nesta época, o Brasil importava 90% do petróleo que consumia e o novo patamar de preços tornou mais interessante explorar petróleo nas áreas de maior custo do país, iniciando assim a exploração de petróleo em alto mar. Em 1974 a Petrobrás descobre indícios de petróleo na Bacia de Campos, confirmados com a perfuração do primeiro poço em 1976.

Desde então esta região da Bacia de Campos tornou-se a principal região petrolífera do país, chegando a responder por mais de 2/3 do consumo nacional até o início dos anos 1990, e ultrapassando 90% da produção petrolífera nacional nos anos 2000.

Em 2007 a Petrobras anunciou a descoberta de petróleo na camada denominada pré-sal, que posteriormente se verificou ser um grande campo petrolífero, estendendo-se ao longo de 800 km na costa brasileira, do estado do Espírito Santo ao de Santa Catarina, abaixo de espessa camada de sal (rocha salina) e englobando as bacias sedimentares do Espírito Santo, de Campos e de Santos.

O primeiro óleo do pré-sal foi extraído em 2008 e alguns poços de petróleo como Tupi estão em fase de teste de longa, e alguns já iniciaram a fase comercial por volta de 2010. O maior campo de petróleo do pré-sal, o Campo de Libra, foi leilado em 2013. Estima-se que o óleo recuperável na área do Campo de Libra, varie entre 8 a 12 bilhões de barris.

De 2010 a 2014, a média anual de extração de petróleo do pré-sal cresceu quase doze vezes, avançando de uma média inicial de 42 mil barris por dia em 2010 (praticamente apenas Tupi) para 492 mil barris por dia na média de 2014. No primeiro

trimestre de 2015, essa produção correspondia a cerca de 20% do total de produção de petróleo da Petrobras.

Segundo registros do Anuário Estatístico Brasileiro (ANP, 2019), a produção nacional de gás natural cresceu 1,8% em 2018, nono ano consecutivo de aumento, e atingiu 112 milhões de m³/dia. A elevação foi liderada pela oferta de gás natural do pré-sal, que alcançou a média de 57,6 milhões de m³/dia no ano, cerca de 51% da produção do País. Por outro lado, a produção total de petróleo teve queda 1,3%. No pré-sal, a produção de petróleo foi de 1,4 milhão de barris/dia e também segue ampliando sua participação no total nacional e correspondeu a 55,2% em 2018.

4.6.1. Principais Bacias e Campos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

De acordo com a Lei nº 9.478, de 6/8/1997, bacia sedimentar é definida como uma “depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares⁵ que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não”. O conhecimento geológico sobre as mesmas é fundamental para a expansão contínua da atividade exploratória da indústria do petróleo.

Na Figura 4.1 são apresentadas as principais bacias produtoras do país, com operações marítimas e terrestres, destacadas em verde enquanto que na Tabela 4.1 correlaciona as maiores bacias produtoras com seus respectivos volumes de produção de petróleo, gás natural e o total equivalente dos dois.

É importante compreender que a União é a proprietária do petróleo, mas a extração pode ser feita por empresas ou consórcios mediante diversas formas de pagamento, como os *royalties*¹, que dependem do sistema vigente. O sistema de concessão regeu exclusivamente as atividades de exploração, produção de petróleo e gás natural até o ano de 2010, quando foram promulgadas as leis 12.276/10 e 12.351/10, que instituíram respectivamente os sistemas de cessão onerosa e partilha de produção.

¹Nota. Compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal. (Fonte: Lei nº 12.351, de 22.12.2010)



Figura 4.1 - Bacias Produtoras Marítimas e Terrestre. Fonte: Petrobras, 2019.

Tabela 4.1 - Distribuição da Produção de Petróleo e Gás Natural por Bacia. Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (ANP/SDP/Sigep. Out/2016)

Bacia	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção total (boe/d)	Nº de campos produtores
Campos	1.486.274	27.109	1.656.786	46
Santos	960.420	47.332	1.258.141	9
Solimões	20.225	12.946	101.653	5
Potiguar	54.491	1.165	61.820	79
Recôncavo	35.288	2.464	50.785	72
Parnaíba	55	7.539	47.475	3
Sergipe	27.494	2.585	43.754	20
Espírito Santo	30.268	2.017	42.955	38
Camamu	314	4.117	26.212	1
Alagoas	3.856	1.076	10.623	12
Ceará	5.194	99	5.815	4
Tucano Sul	1	44	280	2
Total Geral	2.623.878	108.493	3.306.300	291

O modelo de concessão é normalmente empregue em casos nos quais o risco exploratório é considerado médio ou alto; sendo assim, o concessionário assume todos os riscos e investimentos de exploração e produção. Num processo licitatório, o bônus de assinatura², o percentual de conteúdo local³ e o programa exploratório mínimo (PEM)⁴ definem o vencedor.

Tratando-se da parcela de produção proveniente de ambientes marítimos ganha destaque a região do Pré-sal, estabelecida maioritariamente no litoral sudeste do país, que condiz a 31,5% da produção nacional total, como já foi apresentado anteriormente.

A Figura 4.2 ilustra a disposição dos modelos para os blocos localizados nesta região.

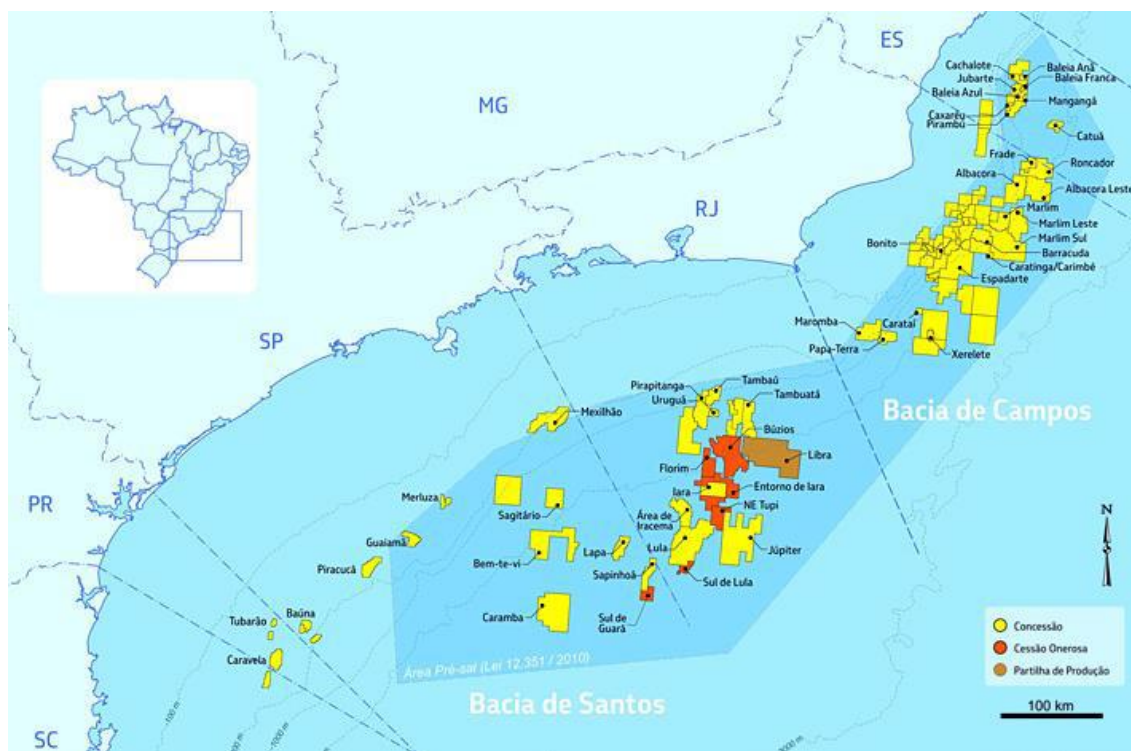


Figura 4.2 - Disposição dos Modelos Exploratórios para os Blocos do Pré-sal. Fonte: Petrobras, 2014.

² Nota. Valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção. (Fonte: Lei nº 12.351, de 22.12.2010)

³ Nota. Proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade. (Fonte: Lei nº 12.351, de 22.12.2010)

⁴ Nota. Corresponde às atividades exploratórias a serem obrigatoriamente cumpridas pelo concessionário durante a fase de exploração.

4.6.1.1. Bacia de Campos

Conforme apresentação empresarial disponível no sítio eletrônico da Companhia Petróleo Brasileiro (PETROBRAS), a Bacia de Campos é a principal área sedimentar já explorada na costa brasileira. O seu nome deriva do nome do Geólogo Carlos Walter Marinho Campos, um pioneiro da exploração de petróleo no Brasil. Ela estende-se das imediações da cidade de Vitória (ES) até Arraial do Cabo, no litoral norte do Rio de Janeiro, numa área de aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados.

Nesse gigantesco laboratório a céu aberto foram testadas as principais tecnologias offshore experimentadas no desenvolvimento de projetos de produção a profundidades d'água nunca testadas anteriormente no mundo.

O primeiro campo com volume comercial descoberto na Bacia de Campos foi Garoupa, em 1974, a 124 metros de profundidade. No ano seguinte foi descoberto o campo de Namorado e, em 1976, o de Enchova. Em 13 de agosto de 1977, a Bacia de Campos deu início à sua produção comercial offshore em Enchova.

Uma das inovações nesses campos foi a instalação do primeiro sistema de produção antecipada sobre uma plataforma flutuante, reduzindo o tempo de maturação de quatro a seis anos para quatro meses, ganhando agilidade, flexibilidade operacional e uma enorme economia de investimentos que permitiu iniciar a produção de óleo enquanto eram construídas as plataformas fixas definitivas que seriam instaladas posteriormente.

O desenvolvimento desses sistemas que permitiu, mais tarde, extrair petróleo de águas profundas e ultra profundas.

Em 1984 a PETROBRAS descobriu o primeiro campo gigante em águas profundas do País, Albacora. Mais tarde surgiram outros campos gigantes, como Marlim, Roncador, Barracuda e Caratinga.

Outros campos de grande porte foram descobertos na parte norte dessa bacia, já no estado do Espírito Santo: Jubarte e Cachalote, na área que ficou conhecida como “Parque das Baleias”.

4.6.1.2. Bacia de Santos

A Bacia de Santos é uma bacia sedimentar localizada na plataforma continental brasileira localizada na região sudeste do Brasil e abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina.

A PETROBRAS, no seu sítio eletrônico, descreve a Bacia de Santos como sendo a maior bacia sedimentar offshore do país, com uma área total superior a 350 mil quilômetros quadrados e que se estende de Cabo Frio (RJ) a Florianópolis (SC). Os primeiros investimentos em estudos referentes à exploração e produção nesta bacia são dos anos 1970.

Segundo Moreira et al. (2007), geologicamente está limitada a norte com a Bacia de Campos pelo alto de Cabo Frio e a sul com a bacia de Pelotas pelo alto de Florianópolis. O limite oeste da bacia é representado pelos cinturões das serras costeiras (Maciço da Carioca, Serras do Mar e da Mantiqueira) e a leste a bacia se estende até o sopé do Planalto de São Paulo (Macedo, 1989).

Para Chang et al. (2008), iniciada na década de 70, a atividade de exploração de petróleo na Bacia de Santos não obteve sucesso. Pereira & Macedo (1990), relata que a primeira descoberta ocorreu em 1980, pela empresa PECTEN, em arenitos turbidíticos de talude da Formação Itajaí-Açu, no campo de Merluza.

Por fim, com base nos seus registros técnicos, a PETROBRAS relata que a operação no pré-sal da Bacia de Santos começou em 1º de maio de 2009, por meio de um Teste de Longa Duração (TLD) realizado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente na área de Tupi. O início do Sistema de Produção Definitivo realizado por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis, que está instalado a cerca de 280 quilômetros da costa e em águas com profundidade de 2 200 metros deu-se em 28 de outubro de 2010.

4.6.1.3. Bacia do Espírito Santo

Conforme apresentação empresarial disponível no sítio eletrônico da Companhia Petróleo Brasileiro (PETROBRAS), a Bacia do Espírito Santo tem como característica principal a diversidade.

Em terra, a ocorrência de diversos tipos de hidrocarbonetos, desde gás até óleos extra pesados, permite antecipar o uso de tecnologias, tornando a região um laboratório

em escala de campo. O início da produção remonta ao final dos anos 1960, tendo sido registadas importantes descobertas desde o fim dos anos 1990, como Fazenda Alegre, Inhambu, Cancã e Jacutinga.

Na parte marítima, com grande potencial para óleo leve e gás, estão os campos de Camarupim, Canapu e Peroá, cuja produção de gás é importante para o fornecimento ao mercado nacional. A primeira produção de óleo em águas rasas teve início em 1978, com o campo de Cação, e a primeira descoberta em águas profundas foi o campo de Golfinho, em 2002, com óleo leve e gás associado.

A bacia tem uma área sedimentar total de 123 130 km². Apresenta-se mais desenvolvida na porção marinha adjacente ao estado do Espírito Santo até o sul da Bahia com uma área total de 105 230 km² até a lâmina d'água de 3000 m. Na porção terrestre ocupa uma estreita faixa alongada paralelamente à linha de costa com uma área sedimentar total de 17 900 km².

A bacia do Espírito Santo apresenta campos petrolíferos de grande importância, com reservas significativas de gás natural e óleo leve. Com grande potencial para gás e petróleo leve, estão os campos de Camarupim, com registo recente de um grave acidente com o FPSO São Mateus, Canapu e Peroá, cuja produção de gás é importante para o fornecimento ao mercado nacional.

O Espírito Santo era, até o ano de 2017, o segundo maior produtor de petróleo no Brasil, atrás apenas do Estado do Rio de Janeiro. Em abril de 2017 produziu 386 387 barris de petróleo por dia e 11,57 milhões de metros cúbicos de gás natural nos seus 47 campos produtores.

CAPÍTULO 5. ACIDENTES NA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

A análise histórica de acidentes na indústria de petróleo e gás, apresentada neste capítulo, serve de apoio ao estudo de caso, objecto desta dissertação, por meio do levantamento estatístico de acidentes em instalações móveis *offshore*, visando a facilidade de identificação dos tipos de acidentes mais frequentes em determinadas embarcações e/ou durante um determinado modo de operação.

Segundo Castro et al., a indústria petrolífera, devido à sua inerente complexidade, possui registos de inúmeros acidentes que colocam em risco a segurança dos trabalhadores, com perdas económicas e impactes ambientais e sociais associados.

Após a ocorrência de um acidente, seja por falhas mecânicas, humanas, ou por falta de conhecimento do contexto situacional, buscam-se novas práticas e procedimentos a fim de que erros não se repitam, dado que medidas preventivas são economicamente mais viáveis e sustentáveis que medidas emergenciais de mitigação e correção.

As instalações *offshore* são unidades de tecnologias e organização de tarefas bastante complexas. Em alguns casos, as perigosas condições de trabalho proporcionadas pela indústria do petróleo resultam em graves incidentes, acarretando grandes danos à saúde humana, ao meio ambiente e ao património material das empresas.

Geralmente esses incidentes são decorrentes de uma série de eventos precursores e atingem grandes proporções quando não controlados a tempo. Os maiores acidentes da indústria do petróleo são considerados como tal devido às fatalidades e ao impacto ambiental que proporcionaram (Monteiro 2016).

Na perspectiva histórica dos fatos, a exploração e produção de petróleo e gás natural são notadas pela ocorrência de diversos acidentes ampliados com graves impactes à indústria, trabalhadores e sociais.

De entre estes fatos, de forma a corroborar, mas sem limitar, são apresentados alguns dos principais acidentes da indústria do petróleo:

“Em julho de 1988, um vazamento de condensado de gás natural que se formou sobre a plataforma tipo jaqueta Piper Alpha se incendiou, causando uma explosão enorme. A explosão iniciou incêndios secundários no óleo, derretendo a tubulação de transferência de gás condensado. O fornecimento de gás causou uma segunda grande explosão que engolfou toda a plataforma.

Afirma-se que o desastre foi tão repentino e extremo que uma evacuação tradicional foi impossível, mas há controvérsia a respeito. As pessoas ainda estavam saindo da plataforma após o incêndio e explosão iniciais. O maior problema foi que a maioria do pessoal que tinha autoridade para ordenar a evacuação morreu quando a primeira explosão destruiu a sala de controle”.



Figura 5.1 - Plataforma Piper Alpha durante incêndio ocorrido em 6 de julho de 1988 que vitimou 167 pessoas a bordo. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/riq/pipera.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018



Figura 5.2 - Memorial em homenagem aos trabalhadores da Piper Alpha no Mar do Norte. Fonte: https://pt.wikipedia.org/wiki/Piper_Alpha. Acessado em 29 de setembro de 2018

“Em março de 1980, o hotel flutuante Alexander Kielland, operava no Mar do Norte, quando ocorreu a ruptura da superestrutura de sustentação em decorrência de fadiga ocasionada por ventos fortes (74 km/h) e ondas (12 metros de altura) durante tempestade local. Houve inicialmente o adernamento sem que fosse possível o controle da situação, acarretando o emborcamento e posterior afundamento da plataforma.”

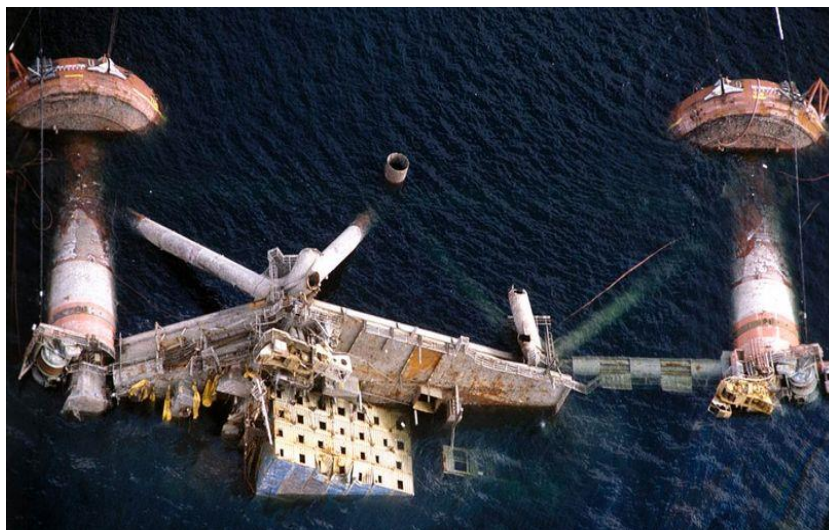


Figura 5.3 - Plataforma semissubmergível Alexander L. Kielland operava como hotel flutuante para os trabalhadores da plataforma de petróleo de Edda no campo de Ekofisk. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/rig/alk.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em fevereiro de 1982, a plataforma de perfuração Ocean Ranger afunda na costa de Newfoundland, Canadá, enquanto opera o campo de petróleo de Hibernia. O acidente, que ocorreu devido a problemas ocorridos durante uma grande tempestade”



Figura 5.4 - Ocean Ranger afundou em decorrência da tempestade tropical. Fonte: https://members.home.nl/the_sims/rig/o-ranger.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em outubro de 1983, o navio de perfuração Glomar Java Sea, que operava no Mar do Sul da China, adernou, emborcou e afundou em decorrência dos severos efeitos da tempestade tropical LEX.”



Figura 5.5 - Navio Glomar Java Sea afundou em decorrência da tempestade LEX. Fonte: https://http://members.home.nl/the_sims/rig/gjs.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em agosto de 1984 houve um vazamento de gás decorrente de um blowout de um poço de petróleo que estava sendo perfurado na plataforma Enchova, operada pela estatal Petrobras, na Bacia de Campos. O vazamento provocou incêndios com chamas atingindo até 20 metros de altura e a queda da torre de perfuração”



Figura 5.6 - Incêndio e explosão decorrente de blowout na Plataforma de Enchova. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/rig/enchova.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em março de 2001, a plataforma de produção offshore P-36, operada pela Petrobras, foi abalada por explosões. Na primeira hora de três explosões ocorreram na coluna traseira a estibordo provocando o incêndio e a inundação da plataforma. A plataforma afundou na água de aproximadamente 1360 m de profundidade em 20 de março de 2001.

O incidente foi iniciado pela ruptura do Tanque de Drenagem de Emergência na coluna traseira a estibordo devido à pressão excessiva. A ruptura causou danos a vários equipamentos e instalações, levando ao alagamento da água, óleo e gás na coluna. O Serviço de Combate a Incêndios de Emergência foi enviado para a área. Após 17 minutos, o gás disperso causou incêndio, causando uma grande explosão que resultou em sérios danos físicos à plataforma”



Figura 5.7 - Operação de “salvage” da Plataforma P-36 adernada após incêndio seguido de explosão. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/rig/p36.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em outubro de 2007, durante tempestades, a plataforma de Usumacinta colidiu com a plataforma Kab-101 na costa do México, causando vazamentos de combustível com incêndio e explosão causando severos danos a unidade.”



Figura 5.8 - Resposta à emergência na plataforma Usumacinta no Golfo do México. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/rig/usumacinta.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em abril de 2010, a plataforma de perfuração de petróleo Deepwater Horizon, operando no Poço de Macondo no Golfo do México, explodiu e afundou, em decorrência de um blowout, resultando na morte de 11 trabalhadores e no maior derramamento de óleo da história das operações offshore de perfuração. Estima-se que 4 milhões de barris de petróleo fluíram do poço danificado durante um período de 87 dias, antes do controle do poço em julho de 2010”



Figura 5.9 - Perda total da plataforma Deepwater Horizon devido à falha do blowout preventer. Fonte: <https://www.epa.gov/enforcement/deepwater-horizon-bp-gulf-mexico-oil-spill>. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em julho de 2005, a plataforma de produção Bombay High North pegou fogo após colidir com o navio de apoio (Multi Service Vessel) Samudra Suraksha que causou a ruptura de dutos de exportação de gás da plataforma”



Figura 5.10 - Incêndio na Plataforma de produção Bombay High North após colisão com o navio de apoio (Multi Service Vessel) Samudra Suraksha. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/rig/mhn.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em novembro de 1979, a plataforma de produção Bohay apresentou inundação e afundou. O acidente foi causado por uma tempestade que ocorreu enquanto a plataforma estava sendo rebocada. Ventos fortes quebraram a bomba do ventilador que causou um buraco no convés e resultaram em inundações extensas.

A perda de estabilidade devido a inundação, juntamente com condições climáticas severas, acabou levando ao emborcamento da plataforma. O barco de reboque que acompanhava não pôde resgatar os membros da tripulação, que não tinham treino adequado em procedimentos de evacuação de emergência e uso de equipamentos salva-vidas. As investigações pós-desastre relataram o armazenamento impróprio do equipamento da plataforma antes do reboque.



Figura 5.11 - Plataforma de produção Bohay após emborcamento. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/rig/bohai2.htm. **Acessado em 29 de setembro de 2018.**

“Em novembro de 1989, a plataforma Seacrest, também conhecida como The Scan Quee, operava no Mar do Sul da China a 430 quilômetros ao sul de Bangcoc, Tailândia, quando naufragou devido ondas de 12 metros de altura e velocidade do vento de 180 km/h produzidos pela tempestade Typhoon Gay. O navio de perfuração foi encontrado flutuando de cabeça para baixo por um helicóptero de busca em 4 de novembro. A plataforma virou tão rapidamente que não houve sinal de socorro nem tempo para os tripulantes responderem ao desastre. A causa do acidente foi negligência criminoso do superintendente da embarcação que ignorou todos os avisos de tempestade e continuou a operar”



Figura 5.12 - Plataforma de perfuração Seacrest que emborcou em decorrência de tempestade produção Bohay após emborcamento. Fonte: http://members.home.nl/the_sims/rig/seacrest.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.

“Em fevereiro de 2015, durante drenagem do tanque de carga, houve o vazamento de condensado dentro da casa de bombas do FPSO. Após a detecção de gás, as equipes de emergência foram acionadas para iniciar o atendimento ao vazamento, sendo estas afetadas pela ignição da nuvem de vapor inflamável que danificou a casa de bombas e as acomodações da plataforma”.



Figura 5.13 - Plataforma de produção FPSO São Mateus adernada após incêndio seguido de explosão na casa de bombas. Fonte: <https://www.jornalpelicano.com.br/2015/02/fpso-cidade-de-sao-mateus-5-mortos-e-4-desaparecidos/>. Acessado em 29 de setembro de 2018.

Como lição aprendida apresentada a indústria mundial de produção exploração de petróleo e gás natural em apenas 12 ocorrências *offshores* relatadas no excerto anterior, todas as ocorrências tiveram uma série de lacunas na gestão de segurança operacional que acarretaram a perda de inúmeras vidas:

- 167 vidas na Piper Alpha
- 123 vidas na Alexander Kielland
- 91 vidas na Seacrest
- 84 vidas na Ocean Ranger
- 81 vidas na Glomar Java Sea
- 72 vidas na Bohay II
- 42 vidas em Enchova Central
- 22 vidas na Usumacinta
- 12 vidas na Bombay High North
- 11 vidas na P-36
- 11 vidas na Deepwater Horizon
- 9 vidas no Cidade de São Mateus

O acidente da plataforma Deepwater Horizon, além da inestimável perda de 11 vidas, também acarretou impactos ambientais de longo prazo que causaram a morte de mais de 260.000 pássaros marinhos, 2.800 lontras marinhas, 250 águias e 22 orcas, além da perda de bilhões de ovos de salmão (Mannan, 2012).

Quanto ao grave incidente ocorrido com o FPSO Cidade de São Mateus que culminou em 9 fatalidades e injúrias em outros 26 trabalhadores, desde então, a continuidade operacional das atividades de produção de petróleo estão paralisadas na totalidade e a embarcação passa por reparos estruturais em Singapura, sem previsão de retorno.

De forma a corroborar com os resultados registados durante as operações Offshore, eventos semelhantes também ocorreram em instalações Onshore ceifando de modo igual inúmeras vidas.

De entre os exemplo recentes pode-se incluir os seguintes acidentes ampliados:

- 243 vidas em Chongqing em decorrência de explosão de gás em 2003
- 27 vidas em Skikda em decorrência de explosão na planta de GNL em 2004.
- 15 vidas em Texas City em decorrência de explosão na unidade de isomerização da refinaria em 2005.
- 100 vidas em Nigéria em decorrência da explosão de gasoduto em 2009.
- 12 vidas em Jaipur em decorrência de explosão na área de armazenamento de gasolina 2009.
- 230 vidas em Congo, em decorrência de explosão de caminhão-em 2010.

No Apêndice I encontra-se o registo dos principais acidentes da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural no período de 1948 a 2007.

5.1. Análise Histórica de Acidentes

Todas as informações apresentadas neste capítulo foram extraídas de documentos publicados pela organização britânica Health and Safety Executive (HSE), retratando eventos acidentais em unidades móveis *offshore* que ocorreram na Plataforma Continental do Reino Unido durante o período de 1980 – 2005.

Dados de eventos acidentais em instalações do tipo FPSOs são bastante limitados e registos oficiais de fontes confiáveis vêm quase que exclusivamente de bancos de dados da Noruega ou do Reino Unido.

O banco de dados do Health and Safety Executive contém descrições detalhadas de 3820 ocorrências e envolve todos os tipos de embarcações. Os eventos acidentais são classificados pelo Tipo de Acidente, Categoria de Evento e Modo de Operação, descritas a seguir nas Tabelas Tabela 5.1, Tabela 5.2 e Tabela 5.3, respetivamente.

Tabela 5.1 - Descrição dos Tipos de Acidentes. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

Tipo de Acidente	Descrição
Falha de Âncora	Problemas com âncora/linhas de âncora, dispositivos de atracação ou guinchos (i.e. arrasto de âncora, ruptura de linhas de atracação, perda da âncora, falha de guinchos).
Blowout	Fluxo descontrolado de gás, óleo ou outros fluidos provenientes do reservatório, i.e. perda de 1. barreira (i.e. coluna hidrostática) ou vazamento e perda da 2. Barreira, i.e. BOP/DHSV.
Tombamento	Perda de estabilidade resultando no tombamento, reviravolta ou capotamento da unidade.
Colisão	Contato acidental entre uma unidade da atividade <i>offshore</i> de óleo e gás e outra embarcação externa. Exemplos: navio-tanque, navio cargueiro, embarcações de pesca. Além disso, estão incluídas também colisões com pontes, cais, etc.
Contato	Contatos acidentais entre duas embarcações que estejam envolvidas em atividades <i>offshore</i> de óleo e gás, incluindo instalações móveis e fixas, helicópteros e embarcações de suporte/abastecimento.
Acidente com guindaste	Qualquer evento causado por ou envolvendo guindastes, suspensores, ou qualquer outro equipamento de suspensão.
Explosão	Ocorrência de explosão a bordo da instalação.
Queda de material	Queda ou derrubada de carga do guindaste, torre de perfuração, ou qualquer outro equipamento de suspensão. Quedas de guindaste e botes salva-vidas no mar e homem ao mar também estão incluídos.
Incêndio	Ocorrência de incêndio a bordo da instalação.

Tipo de Acidente	Descrição
Afundamento	Perda de flutuabilidade ou naufrágio da embarcação.
Encalhe	Instalação flutuante em contato com o fundo do mar.
Acidente com Helicóptero	Acidente com helicóptero no heliponto ou em outro lugar da instalação.
Entrada de Água	Alagamento da unidade ou compartimento causando perda de flutuabilidade ou estabilidade.
Adernamento	Inclinação incontrolada da embarcação.
Falha das Máquinas	Falha das máquinas de propulsão.
Fora de Posição	Unidade acidentalmente fora de sua posição esperada ou à deriva e fora de controle.
Vazamento de produto	Vazamento de fluidos ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão e/ou incêndio.
Dano estrutural	Falha por ruptura ou fadiga de estruturas e falhas estruturais diretas (em sua maioria causada por mal tempo, mas não necessariamente).
Acidente durante Reboque	Falha ou problemas durante o reboque.
Problema no poço	Problema acidental no poço, i.e. perda de uma das barreiras (coluna hidrostática) dentre outros.
Outros	Outros eventos além dos especificados acima.

Tabela 5.2 - Descrição das Categorias de Evento. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

Categoria de Evento	Descrição
Acidente	Situação perigosa que desenvolveu para uma situação acidental. Esta categoria deve ser usada para eventos/situações com fatalidades ou ferimentos graves a pessoas.
Incidente	Situação perigosa que não evoluiu para uma situação acidental. Baixo grau de dano, com necessidade de reparos. Esta severidade deve ser usada para eventos com ferimentos leves a pessoas ou danos à saúde.
Dano Insignificante	Dano insignificante ou nenhum dano; danos em partes essenciais de equipamentos; danos a cabos de reboque, geradores ou acionadores.
Quase acidente	Eventos que poderiam ter evoluído para uma situação acidental. Nenhum reparo é necessário.

Tabela 5.3 - Descrição dos Modos de Operação. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

Modo de Operação	Descrição
Perfuração	Perfuração, fase desconhecida.
Conclusão	Conclusão ou abandono da operação de perfuração.
Desmobilização	Desmobilização da unidade; saída do local de operação.
Mobilização	Mobilização da unidade; preparação para perfurar, posicionamento no local.

Modo de Operação	Descrição
Produção	Produção.
Teste	Teste durante perfuração e teste de equipamentos relacionados à produção ou perfuração.
Transferência	Transferência de unidades flutuantes (autopropelidas ou não).
Workover de poço	Workover de poço (leve ou pesado)
Outros	Outros, e.g. para unidades de estocagem, helicópteros, etc.

5.1.1. Eventos acidentais por tipo de unidade offshore flutuante na plataforma continental do reino unido, 1980 – 2005.

O Gráfico 5.1 apresentado abaixo, ilustra o cenário de eventos acidentais por tipo de unidade *offshore* flutuante, que ocorreram na Plataforma Continental do Reino Unido durante o período de 1980 a 2005.

Nesse gráfico não há distinção entre os modos de operação nos quais as unidades se encontravam no momento do acidente, seu objetivo é explicitar a distribuição de eventos acidentais por tipo de embarcação.

É possível observar que a maioria dos acidentes que ocorreram em plataformas semissubmergíveis de Perfuração representa praticamente metade de todos os eventos registrados (49%).

O segundo tipo de embarcação mais afetado é a *Jackup* de Perfuração, contribuindo com aproximadamente um quarto do número total (24%), seguida de unidades FPSO que ocupam o terceiro lugar com 13% dos acidentes.

Eventos acidentais envolvendo plataformas semissubmergíveis de Produção representam 6%, duas vezes mais do que o número de ocorrências registradas em Semissubmergíveis de Acomodação (3%) e *Tension-leg* (3%).

A menor frequência de eventos acidentais foi registrada para *Jackups* de Produção e *Jackups* de Acomodação, Navios-sonda e FSUs, contribuindo cada um com apenas 1%.

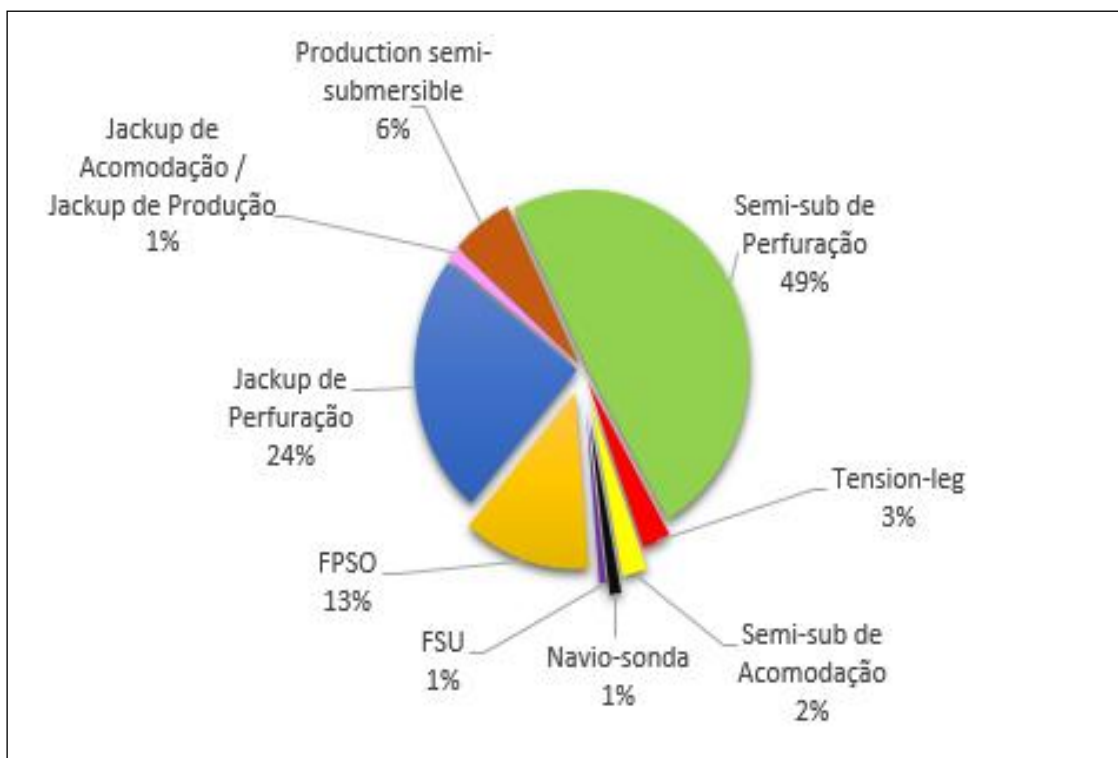


Gráfico 5.1 - Distribuição dos Eventos Acidentais por tipo de unidade flutuante offshore, UKCS, 1980-2005. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

5.1.2. Eventos Acidentais em Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSO).

De um total de 3820 eventos registrados em 25 anos (1980-2005), na Plataforma Continental do Reino Unido e que envolvem todos os tipos de embarcação móvel flutuante, 483 correspondem a plataformas FPSO e, desses 483, 445 correspondem a FPSO durante a fase de Produção enquanto que apenas 17 eventos ocorreram em FPSO durante atividades de Perfuração, como pode ser observado no Gráfico 5.2 a seguir.

Os 21 acidentes restantes envolveram FPSO que estavam em um dos seguintes modos de operação: *Workover* de poço, Carregamento de Líquidos ou Construção.

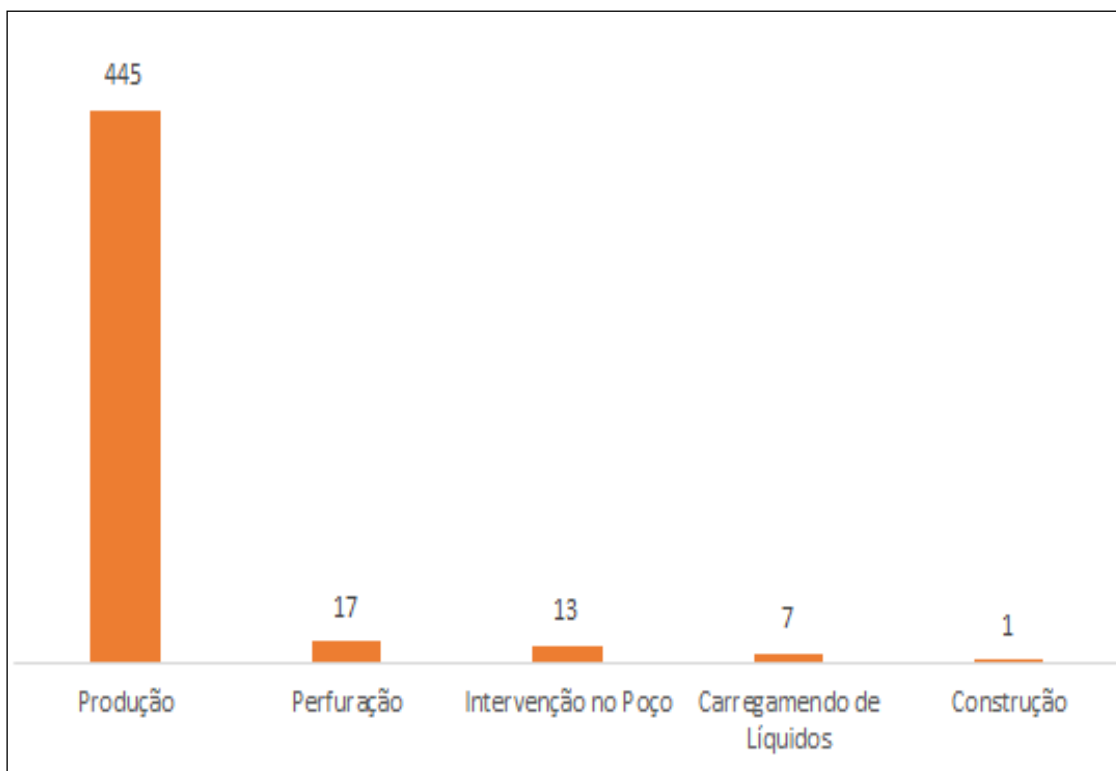


Gráfico 5.2 - Número de Acidentes em FPSOs por Modo de Operação, UKCS, 1980-2005. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

O Gráfico 5.3 abaixo mostra os índices das Categorias de Evento separados por Tipo de Acidente, com o objetivo de evidenciar qual categoria de dano foi mais frequente dentre os eventos acidentais em instalações FPSO sem explicitar, no entanto, o modo de operação no qual a embarcação estava no momento do acidente.

Pode ser observado, de maneira geral para todos os tipos de acidentes, que uma porção significativa dos eventos foi classificada como Incidente, com a prevalência de baixo grau de dano, mas onde reparos são necessários. A segunda Categoria de Evento mais frequente foi o Dano Insignificante, seguido de Quase acidente que aparece em terceiro lugar e, por fim, uma pequena minoria foi classificada como Acidente.

Entretanto, uma exceção a essa tendência pode ser notada em acidentes de Contato que apresentaram a mesma quantidade de Quase acidentes e Incidentes, mas que ainda obteve mais Danos Insignificantes (em terceiro lugar) do que Acidentes (em último lugar), respeitando a tendência dos demais tipos de acidentes.

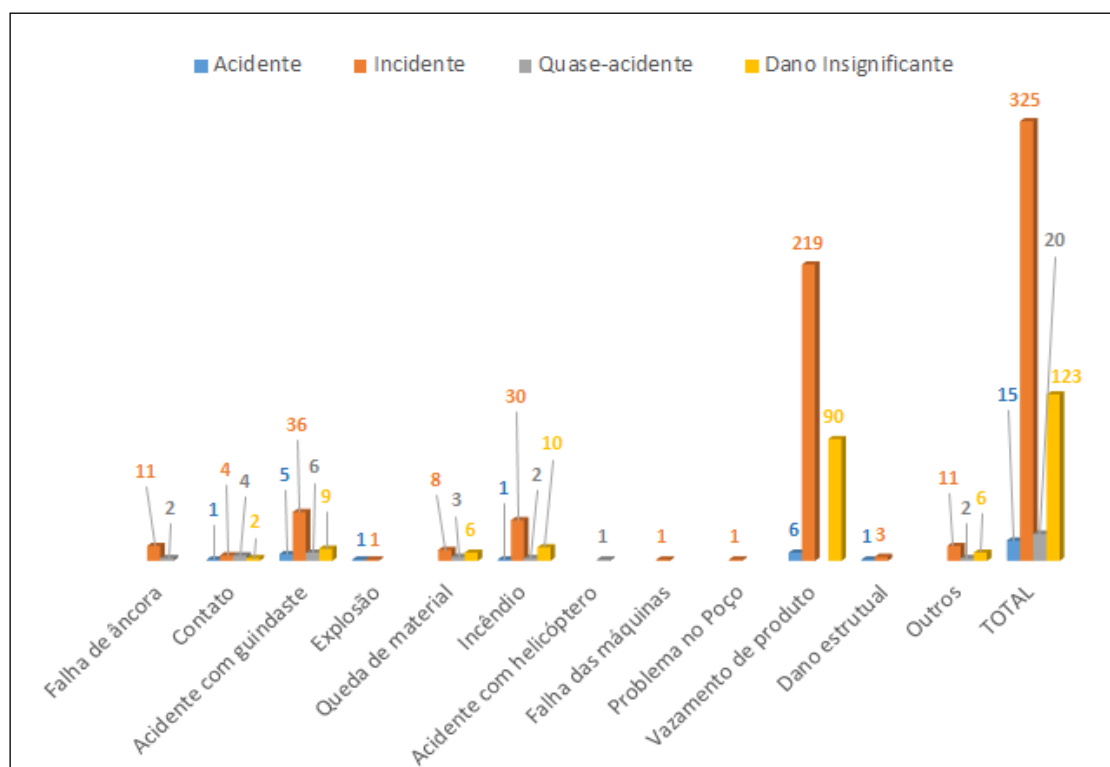


Gráfico 5.3 - Tipo de Acidente por Categoria de Evento em unidades FPSO, UKCS, 1980-2005. Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

É possível observar pela comparação da

Tabela 5.4 com a Tabela 5.5, mostradas a seguir, que o Vazamento de Produto em ambas as fases de Produção e Perfuração foi o evento mais frequente em FPSOs, com quase a mesma porcentagem de mais de três quintos (65%) de todos os tipos de eventos.

Entretanto, Acidente com Guindaste foi o segundo tipo mais frequente de evento acidental durante o modo de operação Produção, enquanto que no modo Perfuração foi a Falha de Âncora, ambos com 12%.

Incêndios foram particularmente frequentes durante a fase de Produção, aparecendo em terceiro lugar com 9% do total de acidentes. Apenas 1 (uma) Explosão foi registrada durante a Produção e durante a Perfuração, sendo entretanto mais estatisticamente significativa para a Perfuração pois representa 6% do total de eventos.

Tabela 5.4 - Estatística dos Acidentes em FPSOs durante o Modo de Operação de PRODUÇÃO (UKCS, 1980-2005). Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

Tipo de Acidente	Número de Acidentes	Porcentagem
Vazamento de Produto	293	65,8%
Acidente com guindaste	53	11,9%
Incêndio	40	9,0%
Outros	17	3,8%
Queda de material	16	3,6%
Falha de Âncora	10	2,2%
Contato	9	2,0%
Dano estrutural	4	0,9%
Explosão	1	0,2%
Acidente com helicóptero	1	0,2%
Falha das máquinas	1	0,2%
TOTAL	445	100,0%

Tabela 5.5 - Estatística dos Acidentes em FPSOs durante o Modo de Operação de PERFURAÇÃO (UKCS, 1980-2005). Fonte: Health and Safety Executive (HSE).

Tipo de Acidente	Número de Acidentes	Porcentagem
Vazamento de Produto	11	64,7%
Falha de Âncora	2	11,8%
Acidente com guindaste	1	5,9%
Queda de material	1	5,9%
Incêndio	1	5,9%
Explosão	1	5,9%
TOTAL	17	100,00%

CAPÍTULO 6. GESTÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

Segundo Monteiro (2016), Sistema de Gestão da Segurança Operacional é uma terminologia usada para se referir aos sistemas abrangentes concebidos para gerir aspectos de risco de segurança operacional que englobam disciplinas referentes à segurança operacional ("*safety*"), de segurança contra atos ilícitos ("*security*"), de saúde ocupacional ("*health*") e de meio ambiente ("*environment*"), sendo geralmente decorrente de estruturas regulatórias e de fiscalização pertinentes a tipologia industrial.

Conforme descrito por BEZERRA (2011) apud Pessanha *et al.*, (2016), a gestão de cada organização é um instrumento de administração que permite a execução de forma ordenada das atividades que estão inseridas dentro de um determinado processo alvo, visando minimização de perdas e que atinja de forma regular os resultados definidos pela própria organização. E como as perdas mais diretas no sector industrial em geral são justamente os acidentes, de modo a minimizá-las, a gestão deve ter um foco importante: a segurança.

Oliveira (2008) afirma que é preciso existir vontade e empenho da gestão de uma empresa para a adoção de um sistema de gestão de segurança, buscando meios para que o mesmo seja eficaz e entendido em todos os níveis, de modo a tornar a prevenção de acidentes parte integrante dos processos produtivos e dos objetivos dessa organização. Ele menciona que a BS 8.800 compartilha com as séries ISO 9.000 e 14.000 princípios comuns de sistemas de gestão. Entretanto, alerta para o fato dos fatores humanos das organizações (como cultura e política) poderem diminuir a eficácia de qualquer sistema de gestão.

Corroborando com estes conceitos, entende-se assim que a gestão de segurança operacional, como disciplina, é um dos constituintes vitais das atividades da indústria de petróleo e gás, porque a maioria das condições operacionais, produtos químicos e os produtos finais (hidrocarbonetos e outros compostos) associados à produção de petróleo e gás são usualmente relacionados a potenciais riscos a comunidade, instalações e, principalmente aos trabalhadores que estão geralmente suscetíveis a riscos químicos (substâncias tóxicas, corrosivas, carcinogénicas, asfixiantes, irritantes e sensibilizantes), perigos físicos (ruído, vibração, radiações, temperatura extrema), riscos biológicos (vírus, parasitas, bactérias), riscos ergonómicos (atividades de movimentação manual de cargas, movimentos repetitivos, posturas

inadequadas) e riscos psicossociais (excesso de trabalho, horários de trabalho desajustados, locais isolados, violência).

A efetividade do sistema de gestão de segurança deve ter como base uma cultura produtiva de Segurança Operacional que permita o livre fluxo de informações de segurança e uma cultura não punitiva, onde seja permitida a confissão de erros dos operadores e concessionários das instalações com o objetivo de melhoria da segurança do sistema.

Monteiro (2016), conclui ainda que, o sistema de gestão de segurança operacional torna-se um método de gestão, elaborado para apoiar medidas a serem tomadas pelos operadores e concessionários em relação aos riscos a que estão expostos por toda e qualquer operação realizada nas instalações *offshore*, comprovando assim, o controle sobre os riscos de suas atividades com uma completa gama de diretrizes de segurança que, caso seja implantado de forma integral, é garantida a segurança para os ambientes que realizam as operações de perfuração e produção.

Almeja-se assim que o sistema de gestão de segurança possibilite a permanente tomada de decisões baseadas nas melhores informações do histórico operacional, proporcionando a melhoria da Segurança Operacional do ambiente em questão e diminuindo a possibilidade da ocorrência de acidentes de grandes proporções além de reforçar a cultura de segurança, alocando recursos de forma mais apropriada e possibilitando maior eficiência do sistema e diminuindo os custos.

6.1. Principais Regulamentos de Segurança Operacional

6.1.1. Sistema de Gestão Ambiental e Segurança (*Safety and Environmental Management System – SEMS*)

A regra final do Sistema de Gestão Ambiental e Segurança (SEMS), como adotado no regulamento 30 CFR 250, exige que os operadores *offshore* desenvolvam e implementem sistemas de segurança e gestão ambiental (SEMS) para atividades exploração e produção nas operações na Plataforma Continental, tendo entrado em vigor em 15 de novembro de 2010.

Em decorrência de questões colocadas pela indústria de exploração e produção, a implantação do SEMS só foi requerida a partir do ano de 2011. Um dos fatores que

impulsionaram sua adoção foi a ocorrência do acidente de significância internacional com a Unidade Móvel de Perfuração *Offshore* (MODU) Deep Horizon no Campo de Macondo, em 2010.

A Norma emitida pelo Instituto Americano do Petróleo - Prática Recomendada para o Desenvolvimento de um Programa de Gestão Ambiental e Segurança para operações e instalações offshore (API RP 75) era, como o nome indica, uma recomendação e, o sistema de gestão a ser implantado pelas empresas era voluntário. O Escritório de Segurança e Fiscalização Ambiental (BSEE) articulou-se após o acidente na *Deepwater Horizon* e fez o SEMS adotar a norma, tornando-a mandatória, além de ter aumentado sua força como órgão regulador com o papel de fiscalizador. (FEDERAL REGISTER, 2013)

Em abril de 2013, de modo a fortalecer o modelo SEMS existente, reduzir a frequência de acidentes, lesões e vazamentos nas atividades reguladas pela BSEE, através da adoção das melhores práticas em sistemas de gestão de segurança, houve a efetivação de uma revisão do regulamento, denominada de SEMS II. Esta revisão incorporou ideias de comentários recebidos à época da publicação do SEMS original.

O SEMS II trouxe mais seis requisitos adicionais (FEDERAL REGISTER, 2013), alguns deles que já haviam sido mencionados em 2011 pelo BSEE (FEDERAL REGISTER, 2011), dentre os quais se pode destacar a análise de segurança da tarefa, auditoria de SMES por órgãos reconhecidos e aprovados, autoridade de paralização do trabalho devido a condições inseguras, autoridade maior de trabalho, plano de participação de empregados e registro de condições inseguras de trabalho.

Os elementos SEMS são descritos brevemente abaixo e também incluem semelhanças e paralelos com programas de segurança de processo, onde estes são apropriados:

- Geral - Este elemento SEMS abrange a esfera organizacional, designação de responsabilidades, treino e especialização em geral, incluindo a exigência de que as políticas, práticas e procedimentos sejam escritos. Este requisito é largamente inferido em PSM e RMP, mas é um requisito geral explícito no SEMS.
- Informações de Segurança e Meio Ambiente - Este elemento SEMS inclui requisitos para um corpo de informações escritas que descreve o projeto, a construção e a operação. É muito semelhante ao elemento de informação de programas de segurança de processo .

- Análise de Perigos - Este elemento SEMS requer que as análises de risco sejam executadas até 15 de novembro de 2011 e que as recomendações desses estudos sejam resolvidas e documentadas. A este respeito, é muito semelhante ao elemento de análise de risco de programas de segurança de processo. Esse elemento SEMS também exige que as análises de segurança do trabalho (JSA) sejam executadas para atividades operacionais. Os JSAs são uma técnica comum usada em segurança para analisar uma atividade operacional ou de manutenção antes de ser iniciada.

6.1.2. Gestão de Segurança de Processo (*Process Safety Management* - PSM)

As tipologias industriais que operam com produtos perigosos na sua cadeia produtiva, tanto no Brasil quanto no Exterior, vêm fazendo uso nas últimas décadas de fundamentos consolidados com premissas em segurança de processo e sistemas de gestão de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional.

Segundo Willey et al. (2005) apud Pessanha et al. (2016), estas premissas são a essência da Gestão de Segurança de Processo (PSM – *Process Safety Management*), da Série de Avaliação de Segurança e Saúde Ocupacional (OSHA standard CFR (*Code of Federal Regulations*) 2910.119, emitido em 24/02/1992 pela Agência de Administração de Segurança e Saúde Ocupacional (OHSA).

A Gestão de Segurança de Processo, como resultado, trouxe requisitos de gestão de riscos de processo, com enfoque específico em produtos perigosos de indústrias químicas e refinarias de petróleo, nomeadamente em tecnologias, procedimentos e práticas de gestão, posto que o termo processo compreende “qualquer atividade ou combinação de atividades incluindo qualquer uso, armazenamento, fabricação, manuseio ou movimentação no local de processamento de produtos químicos perigosos”, conforme definido pela própria OSHA ou pela EPA – *Environmental Protection Agency*, agência ambiental americana. (OSHA, 2013)

Desta maneira, consoante a Agência de Administração de Segurança e Saúde Ocupacional, o intuito da Gestão de Segurança de Processo deve prevenir as liberações indesejadas desses produtos, especialmente em locais que possam potenciar a exposição dos trabalhadores ou o entorno a riscos sérios. O programa da agência torna-se assim um marco para a segurança operacional.

Fundamentado neste entendimento, Silva (2008) descreveu que o PSM enfatizava a gestão de riscos em processos que lidavam com produtos perigosos, integrando tecnologia, procedimentos e práticas de gestão num total de catorze (14) elementos: Informações de Segurança de Processos; Análise de Riscos de Processo, Procedimentos Operacionais e Práticas Seguras; Gestão de Mudanças de Tecnologia; Qualidade Assegurada; Revisões de Segurança de Pré-partida; Integridade mecânica; Gestão de mudanças de instalações; Formação e Desempenho; Segurança e Desempenho de Contratados; Comunicação e Investigação de Acidentes e Incidentes; Gestão de Mudanças de Pessoal; Planeamento e Resposta a Emergências; Auditoria.

6.1.3. Segurança do Processo Baseada em Risco (*Risk Based Process Safety* – RBPS)

O Centro de Segurança de Processos Químicos (*Center for Chemical Process Safety* - CCPS) foi um dos grandes agentes fomentadores do desenvolvimento de conhecimento na segurança de processos nos últimos 30 anos.

Desde 1984, o CCPS tem ajudado a indústria a desenvolver ferramentas para manter os locais de trabalho e as comunidades mais seguras, mesmo quando a tecnologia e os negócios se tornaram mais complexos. Os resultados foram animadores, mas também preocupantes. Suas diretrizes foram ferramentas importantes para a criação de programas e sistemas de gestão de riscos por toda a indústria, com destaque ao programa de Segurança do Processo Baseada em Risco (RBPS). (WILLEY; CROWL; LEPKOWSKI, 2005)

O RBPS, como sistema de gestão de segurança de processo, apresenta-se de forma semelhante ao PSM, onde se encontram definidos 4 (quatro) pilares da estrutura do sistema, numa abordagem que consiste também em 20 elementos de segurança dentro dos pilares.

O primeiro pilar contempla o compromisso com segurança de processo, englobando os elementos: cultura de segurança de processo; atendimento a padrões; competência em segurança de processo; envolvimento dos trabalhadores; envolvimento das partes interessadas.

O segundo pilar compreende o entendimento de perigos e riscos englobando os elementos: conhecimento dos processo; identificação de perigos e análise de risco.

A gestão de risco é abrangida pelo terceiro pilar, englobando os elementos: procedimentos operacionais; práticas seguras de trabalho; integridade de ativos e confiabilidade; gestão de entidades contratadas; certificação de desempenho e formação; gestão de mudanças; prontidão operacional; disciplina operacional e gestão de emergências;

Por fim, o quarto e último pilar contempla na aprendizagem com a experiência: investigação de acidentes; indicadores de desempenho; auditoria e melhoria contínua.

6.1.4. Prática Recomendada para o Desenvolvimento de um Programa de Gestão Ambiental e Segurança para operações e instalações offshore (API RP 75)

A prática API RP 75 , Desenvolvimento de um Programa de Gestão Ambiental e Segurança para Operações e Instalações Offshore é uma prática recomendada publicada pelo *American Petroleum Institute* (API) que fornece orientação para preparação de programas de segurança e gestão ambiental para a indústria de exploração e produção de petróleo e gás em áreas localizadas na plataforma continental.

Essas diretrizes são aplicáveis à perfuração, manutenção e produção de poços; e instalações e operações de dutos que têm o potencial de criar um risco de segurança ou ambiental nos locais da plataforma afastadas da costa. A identificação e a gestão de riscos ambientais e de segurança são abordados no projeto, construção, inicialização, operação, inspeção e manutenção de instalações novas, existentes e modificadas.

Nos Estados Unidos da América, o regulamento do Escritório de Segurança e Fiscalização Ambiental (BSEE) e Sistemas de Gestão Ambiental (SEMS) é modelado e incorpora elementos do API RP 75.

A norma é composta por treze seções: geral; informação de segurança e meio ambiente; análise de riscos; gestão de mudança; procedimentos operacionais; práticas de trabalho seguro; formação; garantia da qualidade e integridade mecânica de equipamentos críticos; revisão de pré-partida; controlo e resposta a emergência; investigação de incidentes; auditoria de elementos de programa de gestão de segurança e meio ambiente; registos e documentação.

6.1.5. Caso de Segurança (*Safety Case*)

FRANÇA, 2014, apud PESSANHA et alii, 2016, relatam que o acidente de Piper Alpha ocorrido em 1988 no Reino Unido, vitima 167 trabalhadores embarcados, desencadeou a aplicação do chamado “*Safety Case*” para as operações nas águas do Mar do Norte.

Os ensinamentos obtidos a partir do Relatório Cullen, resultado do acidente, foram uma base muito importante para organismos reguladores mundiais da atividade *offshore* desenvolverem normas, textos técnicos e boas práticas que contribuíram para a prevenção de acidentes.

Em 1993 foi iniciada, no Reino Unido, a implementação do regulamento “*The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 1992*”, com o intuito de identificar os aspectos críticos de segurança da instalação, tanto técnicos como de gestão e orientava, ainda, para a preparação do *Safety Cases* e notificação às autoridades.

A revisão do *Safety Case*, o “*The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005*” foi instituída em 2006, sendo atualizadas as informações relativas à gestão de segurança e saúde e ao controlo de acidentes graves, contendo diversos itens especificamente detalhados no regulamento. (HSE, 1992, 2006).

No Reino Unido, a abordagem do *Safety Case* tem sido aplicada com grande êxito. As fiscalizações têm permitido comprovar a evolução da indústria de exploração e produção de petróleo a partir da verificação da implementação de um sistema de gestão, de forma que seja assegurado o cumprimento de requisitos estatutários de saúde e segurança, evidencias da realização de auditorias internas do sistema, identificação de potenciais e significativas situações de perigo, análises de risco com redução do risco dos cenários a um nível aceitável (ALARP) e a adoção de um plano de ação envolvendo prontidão, evacuação e resgate. OLIVEIRA (2008) apud PESSANHA et alii (2016).

6.1.6. Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO)

No Brasil, em dezembro de 2007, a Agência Nacional do Petróleo, com o objetivo “*estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional*”, publicou a Resolução nº 43, , elaborada pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), que estabelece o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO). (Apêndice II)

O SGSO visa a segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural através da adoção de 17 práticas de gestão, estabelecendo critérios de segurança para as atividades de Exploração e Produção (E&P), que permitem exercer a fiscalização, para a educação e a orientação dos agentes económicos, com medidas de prevenção e repressão de condutas violadoras.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, além de definir fundamentos da segurança operacional, constam do SGSO responsabilidades do concessionário, condições para o início de operações das instalações e as atribuições da agência reguladora nesse processo.

A Resolução foi baseada “em ostensivo estudo a respeito do arcabouço regulatório” de países como Noruega, Canadá, EUA, Austrália e Reino Unido. Também foram levados em conta acidentes de grandes proporções ocorridos no Brasil (Bacia de Campos), como o afundamento da plataforma P-36 (em 18 de março de 2001) e a perda de estabilidade da P-34 (em 13 de outubro de 2002).

Desta forma, pode-se concluir que o arcabouço regulatório de segurança operacional marítima estabelecido pela ANP se baseia na identificação de perigos e avaliação dos riscos associados aos processos e às operações de cada instalação, sendo os mesmo verificados periodicamente em ciclos de dois anos, por meio de auditorias presenciais com fiscais da agência e de membros de certificadora internacional (que prestam apoio técnico).

O SGSO é composto de dezessete práticas de gestão dispostas em quatro (04) capítulos, conforme apresentado na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Dezessete práticas de gestão do SGSO

Capítulo 1: Disposições Gerais;
Capítulo 2: Liderança, Pessoal e Gestão
i. Prática de Gestão 01: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial;
ii. Prática de Gestão 02: Envolvimento do Pessoal;
iii. Prática de Gestão 03: Qualificação, Formação e Desempenho do Pessoal;
iv. Prática de Gestão 04- Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos;
v. Prática de Gestão 05: Seleção, Controle e Gestão de Contratadas;
vi. Prática de Gestão 06: Monitorização e Melhoria Contínua do Desempenho;
vii. Prática de Gestão 07: Auditorias;
viii. Prática de Gestão 08: Gestão de Informação e da Documentação;
ix. Prática de Gestão 09: Investigação de Acidentes;
Capítulo 3: Instalações e Tecnologia
i. Prática de Gestão 10- Projeto, Construção, Instalação e Desativação;
ii. Prática de Gestão 11- Elementos Críticos de Segurança Operacional;
iii. Prática de Gestão 12: Identificação e Análise de Riscos;
iv. Prática de Gestão 13: Integridade Mecânica;
v. Prática de Gestão 14: Planeamento e Gestão de Grandes Emergências;
Capítulo 4: Práticas Operacionais
i. Prática de Gestão 15: Procedimentos Operacionais;
ii. Prática de Gestão 16: Gestão de Mudanças;
iii. Prática de Gestão 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais;

No Apêndice III encontra-se o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural

6.2. Objetivo do Sistema de Gestão da Segurança Operacional

Em essência, um Sistema de Gestão da Segurança, eficiente e eficaz, deve materializar como premissa três componentes indissociáveis: a ética, os requisitos legais aplicáveis e recursos financeiros de forma a assegurar bons padrões de Segurança e Saúde no Trabalho numa organização, consonante com as razões Morais, Sociais e Económicas.

Existe uma razão moral colocada às empresas para assegurar que as atividades laborais e o local de trabalho sejam mantidas seguras, existem requisitos legais que definem como esta segurança precisa ser alcançada e, diversos estudos práticos que demonstram que a gestão da segurança efetiva (que é a redução de riscos no ambiente

de trabalho) pode reduzir a exposição financeira (risco) de uma organização, reduzindo os custos diretos e indiretos associados aos incidentes.

Em relação as razões sociais, o empregador necessita de providenciar um local de trabalho seguro, equipamentos e máquinas adequados a natureza e riscos das operações, sistemas de trabalho seguros, trabalhadores competentes e altos níveis de formação e supervisão.

Quanto as razões económicas, se evita penalizações pecuniárias, administrativas e criminais, assim como compensações por queixas através da lei. Evitar os custos associados à investigação dos acidentes, recrutamento e formação de trabalhadores substitutos, garantir melhores termos junto das seguradoras e manter uma boa imagem/reputação da organização.

Para endereçar estas premissas, um Sistema de Gestão da Segurança efetivo deve:

- Definir como a organização é preparada para gerir o risco
- Identificar as possíveis vulnerabilidades
- Planear ações para amenizar ou eliminar as vulnerabilidades identificadas
- Implementar uma comunicação efetiva em todos os níveis da organização
- Implementar um processo para identificar e corrigir todas as desconformidade
- Implementar um processo de melhoria contínua

Embora o Sistema de Gestão seja um avanço importante na gestão de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional, ele é apenas tão bom quanto seja seu nível de aderência e implementação. Outrossim, o Sistema de Gestão da Segurança Operacional significa que as organizações precisam assegurar, de forma holística, que estão identificando e priorizando todos os riscos dentro de suas instalações e operações como um sistema único e dinâmico, ao invés de ter múltiplos, concorrentes e estáticos.

Espera-se desta forma que o Sistema de Gestão da Segurança se destine a apoiar um movimento de afastamento da regulação prescritiva em direção à regulação baseada no desempenho, que descreve os objetivos e permite que seja desenvolvido seu próprio sistema de forma a alcançar seus objetivos, ou seja, desenvolver políticas próprias e sistemas para identificar, eliminar ou controlar os riscos, os quais devem incluir a implementação de sistemas para relatar e corrigir suas deficiências, permitindo

assim, a agência reguladora modificar então sua ênfase em verificação da conformidade com os regulamentos, passando a examinar os sistemas organizacionais e sua efetividade.

6.3. Componentes de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional Eficaz

De modo a prover elementos e um modelo que possa ser integrado a outros requisitos, o sistema de gestão é primordial na Gestão da Segurança Operacional nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás. As estruturas dos diversos sistemas são análogos, sendo praticamente todos construídos por processos e práticas de gestão. Dentre seus pontos essenciais para a segurança operacional, pode-se destacar:

- **Plano de Segurança Operacional:** Visão e abordagem da Companhia em relação à Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.
- **Compromisso e Responsabilidades:** Hierarquizar a estrutura organizacional com a definição dos principais responsáveis pela gestão do Plano de Segurança Operacional.
- **Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos:** Promover um ambiente de trabalho adequado e que considere os fatores humanos por meio de demarcação adequada e gestão do local de trabalho de acordo com processos, atividades, design, etc; Inspeções no local de trabalho; Implementação das melhores práticas e lições aprendidas com as experiências passadas no local de trabalho ou outras instituições.
- **Gestão de Riscos:** Conjunto de sistemas e processos para a gestão de riscos para a Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional. Classificação de risco / matriz de risco. Planos de ação correctivos. Análise dos níveis de controlo de risco. Gestão de Inventário de substâncias perigosas
- **Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controlo em Atividades Especiais:** descrever os requisitos que devem ser considerados pelo sistema de gestão de segurança operacional para controlar e gerir os riscos para a Segurança Operacional durante as atividades especiais da Instalação, não contempladas
- **Sistemas de Manutenção:** Desempenho e monitorização das atividades e ações correctivas, conforme necessário de forma a assegurar a integridade de equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional.
- **Gestão de incidentes:** Estabelecer sistemática para registo e condução da investigação de incidentes (acidente / quase perda / eventos de alto potencial / desvios) com consequências adversas para a Segurança Operacional.

- **Gestão de Saúde Ocupacional:** Protocolos de saúde para controlo de consultas e exames médicos / lesões / doenças, bem como uso drogas ilícitas e lícitas. Acompanhar absenteísmo e reabilitação de trabalhadores.
- **Gestão de Mudança:** Identificação de novos perigos decorrentes da introdução de mudanças nas operações, procedimentos, padrões, instalações, pessoal ou novos requisitos regulamentares.
- **Planeamento e Gestão de Grandes Emergências:** Gestão de desastres, Plano de resposta a emergências para todos os possíveis problemas com base na análise de risco, Sistema de detecção, alarme e controlo.
- **Gestão de Conformidade:** Monitorizar o atendimento a obrigações de regulamentos locais, nacionais ou globais de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional por meio de verificações periódicas.
- **Gestão de Qualificação, Formação e Desempenho do Pessoal:** Acompanhar capacidades e habilidades da força de trabalho própria e contratada, bem como sua efetividade de forma a garantir que a força de trabalho exerça suas funções de maneira segura, de acordo com a estrutura organizacional e responsabilidades no sistema de gestão de segurança operacional.
- **Gestão da Informação e da Documentação:** Desenvolver um sistema de controlo de documentação que considere o desenvolvimento, atualização, distribuição, controlo e integridade das informações e de toda documentação necessária.
- **Seleção, Controlo e Gestão de Contratadas:** Estabelecer critérios de seleção e avaliação de contratadas, considerando aspectos de segurança operacional nas atividades rotineiras e não rotineiras.
- **Monitorização e Melhoria Contínua do Desempenho:** Estabelecer indicadores de desempenho e metas que avaliem a eficácia do sistema de gestão da segurança operacional e promova a melhoria contínua das condições de segurança das Instalações maior visualização e tomada de decisões de gestão
- **Auditoria e Revisão:** Aplicar mecanismos para avaliar a eficácia da implementação e o funcionamento do sistema de gestão da segurança operacional (SGSO), buscando conformidade com os requisitos e melhorar a eficácia do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde implementado

6.4. Benefícios de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional

A gestão da segurança operacional tem se tornado mais complexa à medida que novos desafios para a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural se apresentam. Sendo assim é fundamental ter um sistema de gestão integrado para gerir as necessidades da companhia.

Os processos que compõe esse sistema devem ser eficientes, sendo necessário alinhar os objetivos da organização às necessidades através de planejamento, alocação de recursos e desenvolvimento de maneira que todo sistema alcance seu objetivo por meio dos benefícios de sua implementação. Dentre os benefícios esperados com a implementação de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional pode-se destacar:

- Identificar perigos, avaliar risco e implementar métodos de controle para prevenção de perdas
- Assegurar o bem-estar de todos os colaboradores e contribuir para uma força de trabalho mais inspirada e impulsionada pelo desempenho
- Monitorizar o desempenho
- Reduzir custos associados a incidentes
- Melhorar conformidade regulamentar
- Melhorar as relações entre as partes interessadas, como clientes, contratados, subcontratados, consultores, fornecedores, funcionários e sindicatos.

6.5. Fiscalizações de Segurança Operacional

A Agência Nacional do Petróleo é o órgão responsável pela fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de acordo com o previsto na Lei nº 9.478/1997.

As ações de fiscalização da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente são realizadas em forma de auditorias, por meio da recolha e análise de dados de forma amostral, que têm por objetivo verificar a conformidade por parte do operador da instalação marítima aos requisitos existentes nos regulamentos técnicos da Agência. Dessa forma, o incumprimento de um item específico dos regulamentos técnicos se constitui em uma não conformidade, que pode ser classificada como crítica, grave, moderada ou leve, nos termos da Resolução ANP nº 37/2015.

As não conformidades críticas identificadas ensejam a interdição total ou parcial, conforme o caso, da instalação ou unidade operacional auditada. Em caso de identificação de fato que não constitua incumprimento a item de regulamento técnico de segurança operacional, mas que possa ser objecto de análise pelo operador do Contrato de Concessão com vistas a realizar uma melhoria contínua em seu sistema de gestão, é emitida uma observação.

As auditorias realizadas pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente podem ser divididas em cinco tipos, de acordo com o tipo de instalação auditada, o regulamento técnico cujos requisitos serão verificados e o ênfase da auditoria:

- Auditorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional (SGSO), subdivididas em Fiscalizações em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural e Fiscalizações em sondas marítimas de perfuração;
- Auditorias do Sistema de Gestão de Integridade Estrutural de Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI).
- Auditorias do Regulamento Técnico de Segurança de Dutos Terrestres (RTDT).
- Auditorias com ênfase ambiental nas atividades de exploração e produção.

Cada tipo de auditoria é realizada por equipe distinta no âmbito da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente e tem seus resultados apresentados separadamente. Além das auditorias regulares, também são realizadas auditorias para instrução de processos de investigação de acidentes, que serão abordadas em capítulo específico.

Neste estudo de caso, o ênfase será em relação a auditorias para verificação da conformidade a Resolução ANP nº 43/2007 que abrange as sondas de perfuração e plataformas de produção marítima.

6.5.1. Auditorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional em plataformas e sondas marítimas.

Para as sondas e plataformas de produção marítimas, a fiscalização é estruturada com base no Sistema de Gestão de Segurança Operacional (SGSO), fundamentado na Resolução ANP nº 43/2007 .

O regulamento técnico estabelece os requisitos e as diretrizes para implementação e operação de um sistema de gestão de segurança pela adoção de práticas de gestão com demandas não prescritivas.

Desta forma busca-se evitar a criação de entraves ao avanço, à inovação e ao desenvolvimento tecnológico da indústria de Exploração e Produção, concebendo assim os requisitos estruturais para o fortalecimento da cultura de segurança.

Nesta situação, cabe a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente efetuar as auditorias em instalações para verificação do funcionamento do Sistema de Gestão da Segurança Operacional implementado.

6.5.1.1. Auditorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional em plataformas marítimas de produção

O Gráfico 6.1 exibe a quantidade de auditorias realizadas por ano, com indicação da média de não conformidades emitidas por auditoria em plataformas de produção marítima, desde o ano de 2009.

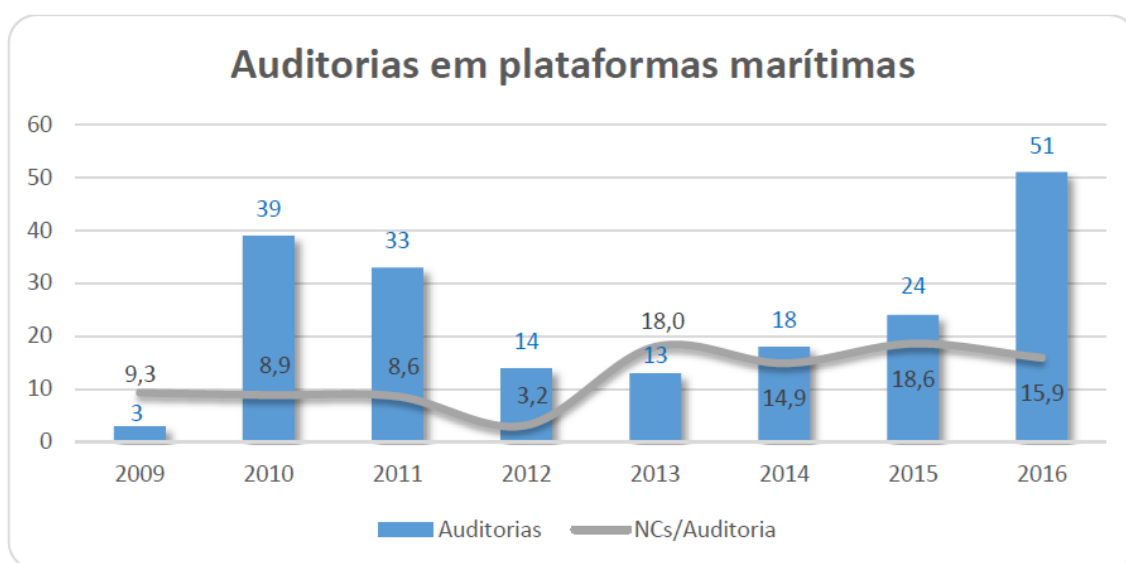


Gráfico 6.1 - Auditorias realizadas por ano e média de desconformidades por auditoria em plataformas marítimas de produção. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

Conforme pode ser observado no gráfico, a partir do ano de 2013 houve a intensificação do processo de auditorias realizadas em unidades de Produção de Petróleo.

Adicionalmente, observa-se que a quantidade de não conformidades emitidas por ação de fiscalização, que até 2012 se encontrava abaixo de dez por auditoria, atingiu outro patamar a partir de 2013, apresentando seu auge em 2015 com 18,6 não conformidades por auditoria. Esta tendência teve alteração no ano de 2016 com a redução de não conformidades por auditoria para um patamar de 15,9.

A Tabela 6.2 apresenta os quantitativos de auditorias em unidades de produção realizadas em 2016, por operadores dos contratos de concessão.

As 51 auditorias em plataformas marítimas realizadas durante o ano de 2016, 47 ou 92% do total, foram realizadas em unidades instaladas em áreas contratadas pela Petrobras.

Esta distribuição encontra-se alinhada com o cenário atual, uma vez que aproximadamente 93% das plataformas de produção estão em área sob contratos de concessão dessa operadora.

Tabela 6.2 - Quantitativos de auditorias por operadores dos contratos realizadas em 2016 em unidades de produção. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

Operador do Contrato	Quantidade de unidades auditadas
Petrobras	46
Petrório	01
Dommo Energia	01
Shell	02
Statoil Brasil	01

A Tabela 6.3 apresenta os quantitativos de auditorias e de plataformas de produção auditadas por operadores de instalação. É possível observar que, em 2016, as auditorias da ANP contemplaram 9 (nove) de um total de doze operadores de unidades de produção no Brasil, garantindo uma abrangência de 80% dos sistemas de gestão aplicáveis a plataformas marítimas.

Tabela 6.3 - Quantitativos de auditorias realizadas e plataformas de produção auditadas em 2016 por operadores de instalação. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

Operador da Instalação	Quantidade de Auditorias	Quantidade de unidades contempladas
Petrobras	32	36
Modec	6	6
SBM	7	7
BW offshore	1	1
Dommo Energia	1	1
OOGTK	1	1
Saipem	1	1
Statoil	1	1
Petrório	1	1
TOTAL	51	55
*Nota: Uma mesma auditoria pode contemplar mais de uma unidade.		

Considerando as auditorias apresentadas, foram identificadas um total de 812 não conformidades , com uma média de 15,9 não conformidades por auditoria.

Ao se desconsiderar as não conformidades classificadas como observações (pontos de melhoria), obtém-se um total de 759 não conformidades, com uma média de 15 por auditoria, sendo 192 classificadas como leves (25,3%), 285 como moderadas (37,6%), 253 como graves (33,3%) e 29 como críticas (3,8%).

Como pode ser observado nos Gráficos Gráfico 6.2 e Gráfico 6.3, o perfil de não conformidades emitidas por prática de gestão, durante o ano de 2016, não difere de forma significativa ao verificado na série histórica analisada.

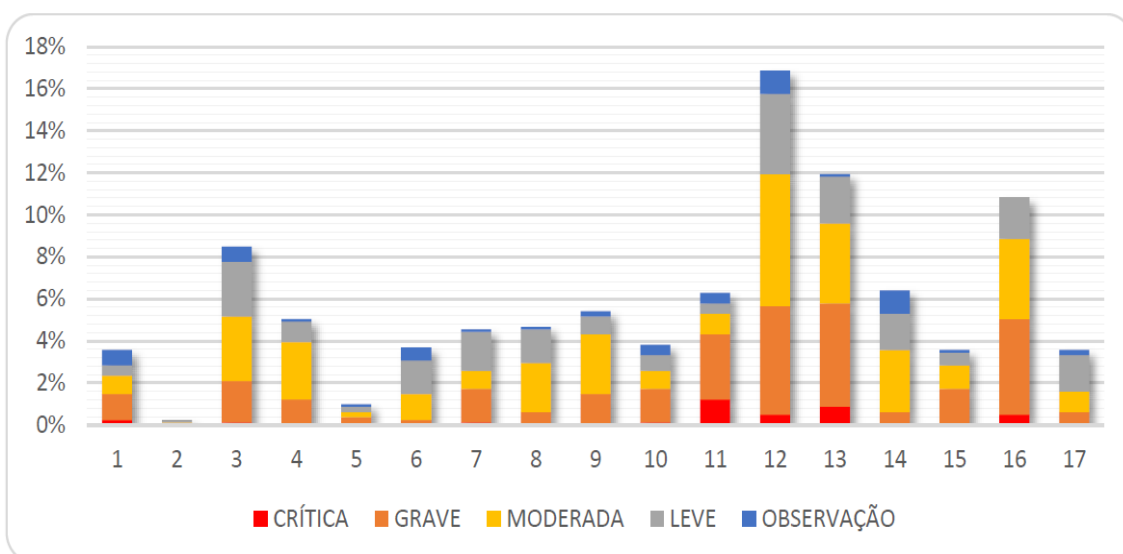


Gráfico 6.2 - Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em plataformas de produção marítimas. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

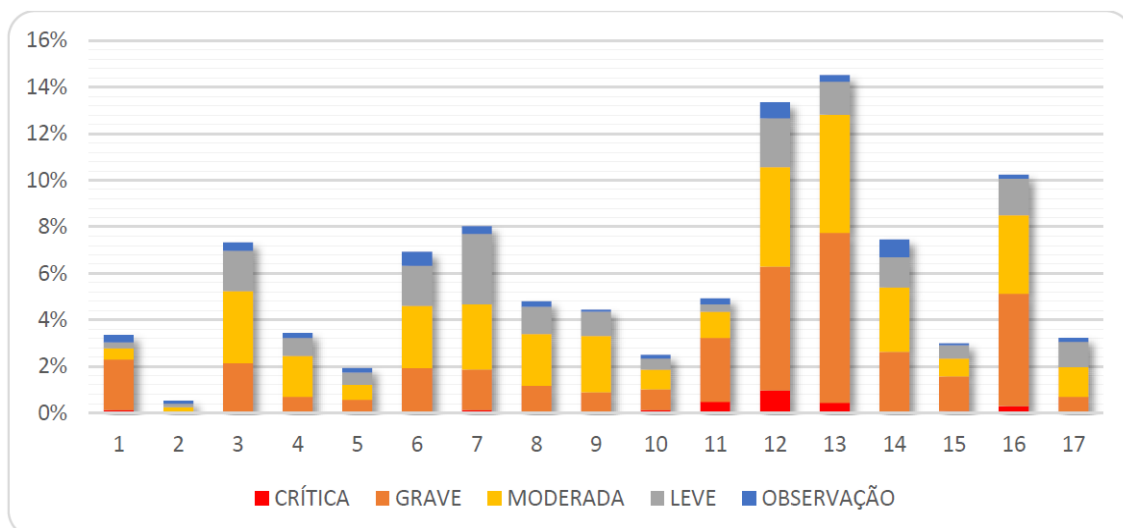


Gráfico 6.3 - Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção no período de 2009 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Pode-se destacar como pontos de melhoria a redução das não conformidades na Prática de Gestão nº 6 - Monitorização e Melhoria Contínua de Desempenho, Prática de Gestão nº 7 - Auditorias e Prática de Gestão nº 13 - Integridade Mecânica.

A análise da série histórica das não conformidades demonstra que as Prática de Gestão nº 12 - Identificação e Análise de Riscos, Prática de Gestão nº 13 - Integridade Mecânica e Prática de Gestão nº 16 - Gestão de Mudanças conservam-se como as mais frequentes, apesar do amadurecimento do processo de fiscalização.

Porém, há que destacar o acrescentamento considerável do número de não conformidades observadas em 2016 na Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos, Prática de Gestão nº 13: Integridade Mecânica e Prática de Gestão nº 16: Gestão de Mudança quando comparamos os valores da série histórica o que torna imperativa a manutenção do foco da agência reguladora nestas práticas de gestão, haja vista que eventos decorrentes de falha de gestão destes requisitos possuem um potencial significativo para causar acidentes ampliados.

As não conformidades críticas identificadas nas auditorias durante o ano de 2016 estão correlacionadas aos seguintes Capítulos do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural:

Capítulo 02 que se refere à Liderança, Pessoal e Gestão – Prática de Gestão nº 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial; Prática de Gestão nº 3: Qualificação, Formação e Desempenho do Pessoal; Prática de Gestão nº 7: Auditorias.

Capítulo 03 que se refere a Instalações e Tecnologia – Prática de Gestão nº 11: Elementos Críticos, Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos 4 e Prática de Gestão nº 13: Integridade Mecânica.

Capítulo 04 que se refere a Práticas Operacionais – Prática de Gestão nº 16: Gestão de Mudanças.

No Gráfico 6.4 pode-se verificar uma redução abrangente da gravidade das não conformidades emitidas no ano de 2016, ressaltada pela redução significativa do percentual de não conformidades graves e do aumento das não conformidades leves.

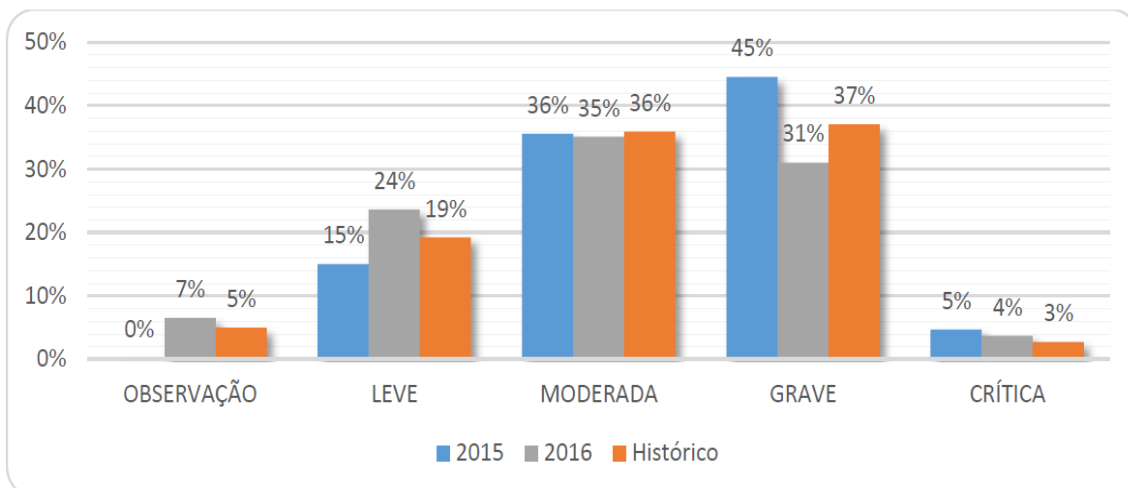


Gráfico 6.4 - Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção por gravidade. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

6.5.1.2. Auditorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional em sondas marítimas de perfuração

No ano de 2016, conforme Gráfico 6.5, foram realizadas 23 ações de fiscalização em sondas marítimas de perfuração.

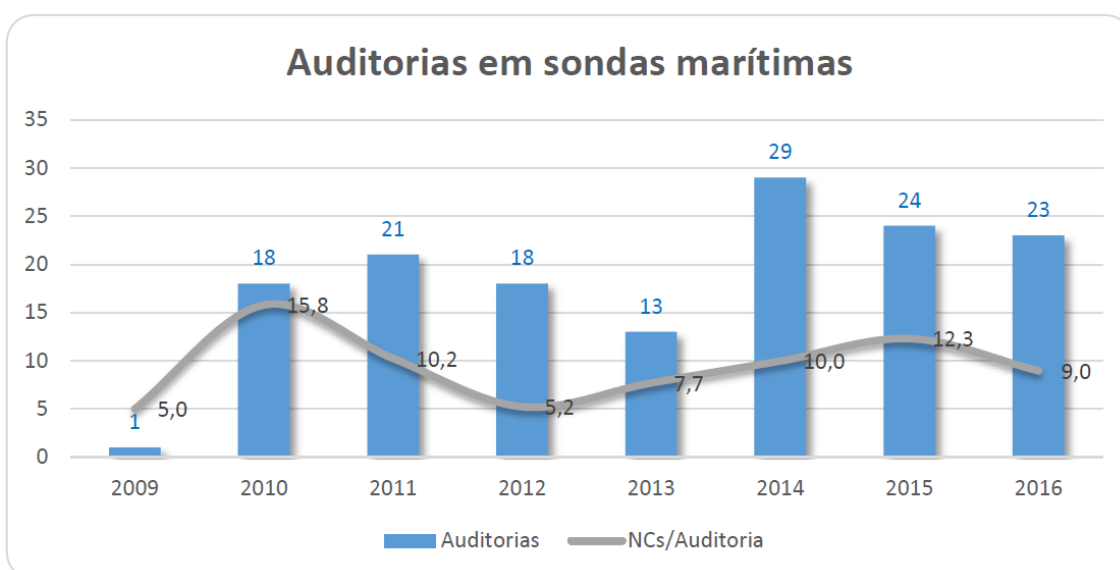


Gráfico 6.5 - Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em sondas marítimas de perfuração. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Destaca-se que a quantidade de unidades marítimas de perfuração em operação no Brasil em 2016 apresentou redução de 37% em relação ao ano anterior.

Apesar desta redução, a quantidade de auditorias foi superior à média histórica, sendo fiscalizadas 55% das unidades marítimas que operaram⁵ neste ano de 2016.

Conforme apresentado na Tabela 6.4, pode-se inferir que das 23 auditorias em sondas marítimas realizadas durante o ano de 2016, 22 (ou 95% do total) encontravam-se operando para a Petrobras. Esta distribuição era esperada, uma vez que, aproximadamente, 98% das unidades de perfuração que operaram no Brasil em 2016 tinham como operador do contrato a Petrobras, descontando-se as unidades consideradas híbridas.

Tabela 6.4 - Quantitativos de auditorias por empresas operadoras de contratos realizadas em 2016 em sondas de perfuração. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Concessionário	Quantidade de auditorias
Petrobras	22
Statoil Brasil (unidade híbrida)	1

Observa-se na Tabela 6.5, que em 2016, a agência reguladora fiscalizou 11 das 16 empresas operadoras de instalação que estavam em operação em Águas Jurisdicionais Brasileiras, alcançando um percentual de 69% dos sistemas de gestão aplicáveis às sondas marítimas em atividade no país.

Tabela 6.5 - Quantitativos de auditorias realizadas e plataformas de perfuração auditadas em 2016 por operadores de instalação. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Concessionário	Quantidade de auditorias
Transocean	2
Seadrill	1
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A	4
Brasdrill Sociedade de Perfuração Ltda	2
Odebrecht	5
Ventura Petróleo S.A	2
Petrobras	1
Helix do Brasil Serviços de Petróleo	1
Ensco do Brasil	2
Statoil	1
Ocean Rig do Brasil	2

⁵ Nota. Para este cálculo foram desconsideradas as unidades híbridas, pois nestes casos as sondas encontram-se instaladas em unidades de produção.

Por ocasião dessas auditorias, foi identificado um total de 206 não conformidades, com média de emissão de 9 por auditoria. Das 206 não conformidades, ao se desconsiderar aquelas classificadas como observações (pontos de melhoria), obtém-se um total de 186 não conformidades, ou seja, uma média de emissão de 8 por auditoria. Destas, 43 foram classificadas como leves (23,1%), 91 como moderadas (48,9%), 51 como graves (27,4%) e 1 como crítica (0,5%).

Como pode ser observado nos Gráficos Gráfico 6.6 Gráfico 6.7, o perfil de não conformidades por prática de gestão no ano de 2016 apresentou alterações quando comparado à série histórica.

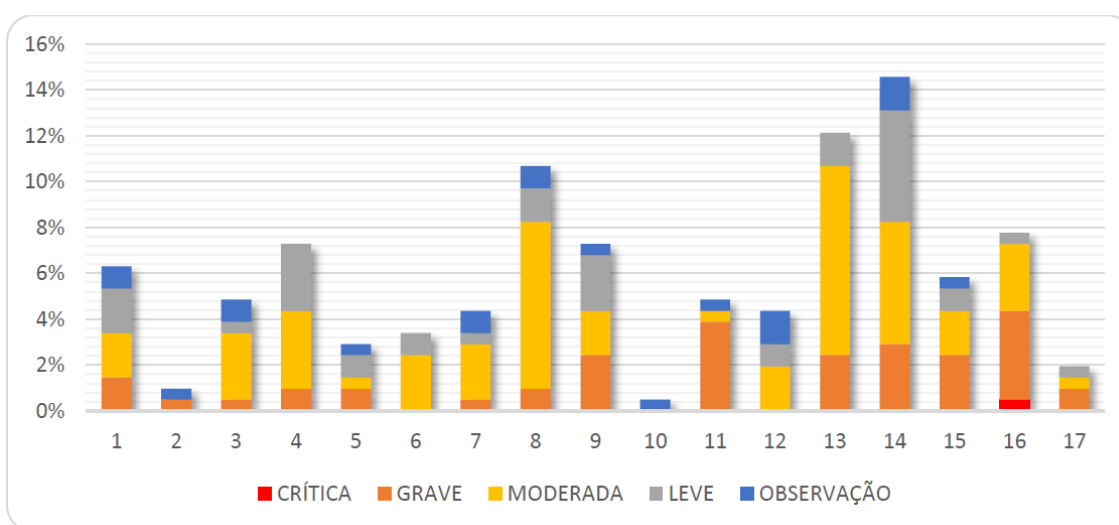


Gráfico 6.6 - Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em sondas marítimas de perfuração. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

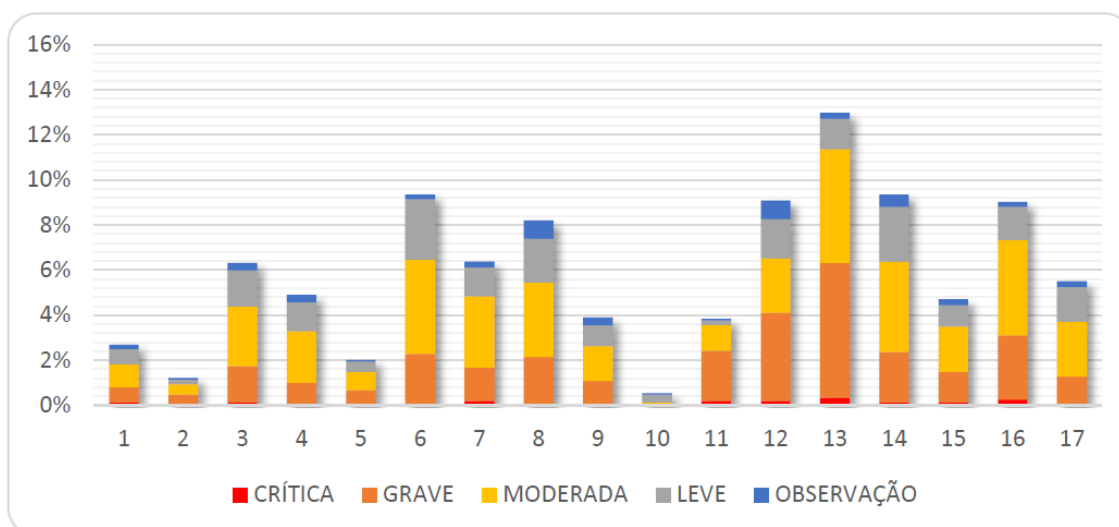


Gráfico 6.7 - Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração desde o ano de 2009. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Destaca-se uma redução percentual significativa de não conformidades na Prática de Gestão nº 6: Monitorização e Melhoria Contínua do Desempenho; Prática de Gestão nº 7: Auditoria; Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos e Prática de Gestão nº 17: Práticas de trabalho Seguro e Procedimentos de Controlo em Atividades Especiais.

A Prática de Gestão nº 8: Gestão da Informação e da Documentação; Prática de Gestão nº 13: Integridade Mecânica e Prática de Gestão nº 14: Planeamento e Gestão de Grandes Emergências, respetivamente, foram as que apresentaram maior frequência de não conformidades emitidas em 2016.

Historicamente, a Prática de Gestão nº 13: Integridade Mecânica possui a maior incidência de não conformidades observadas nas fiscalizações em sondas marítimas de perfuração, sendo este fator decorrente da idade avançada das instalações em uso e, principalmente, pela gestão ineficaz dos planos de manutenção e inspeção dos ativos.

Todavia, no ano de 2016 a Prática de Gestão nº 14: Planeamento de Grandes Emergências apresentou o maior número de desvios, diferentemente dos anos anteriores.

Contudo, quando verificadas as não conformidades emitidas em 2016 classificadas como graves, observa-se que a Prática de Gestão nº 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional e Prática de Gestão nº 16: Gestão de Mudança foram as que tiveram de maior incidência, conforme demonstra o Gráfico 6.8 apresentado de seguida.

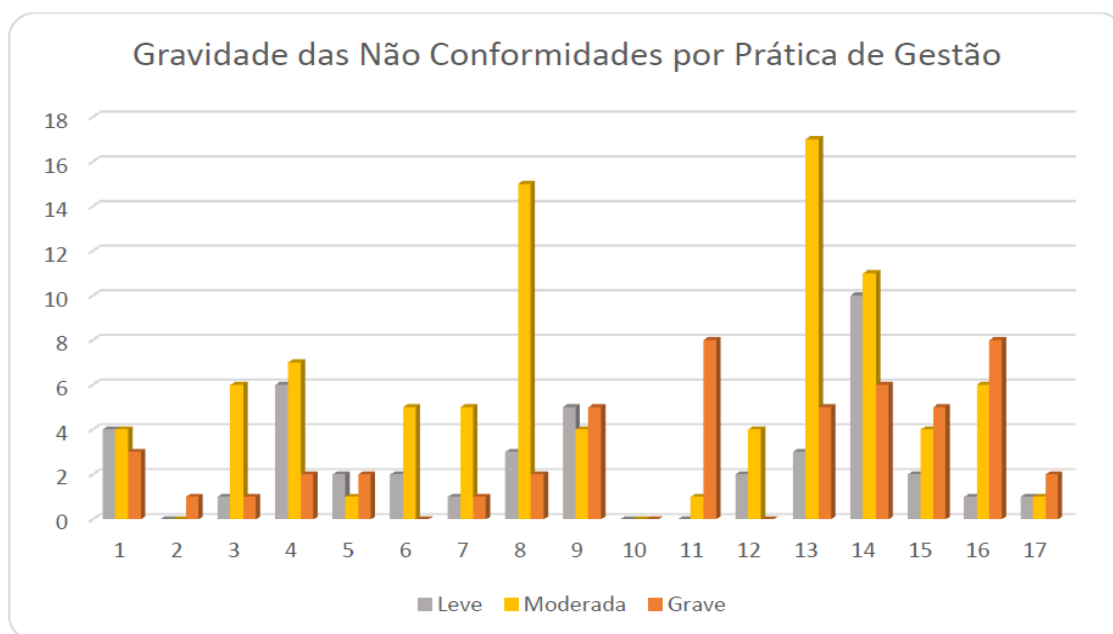


Gráfico 6.8 - Distribuição das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração no ano de 2016, por prática de gestão e por classificação de gravidade. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Em 2016 a única não conformidade crítica identificada nas auditorias de sondas marítimas de perfuração foi atribuída à Prática de Gestão nº 16: Gestão de Mudança.

No Gráfico 6.9, observa-se, que em 2016, houve uma redução da gravidade das não conformidades emitidas, considerando que houve uma redução das não conformidades graves e críticas.

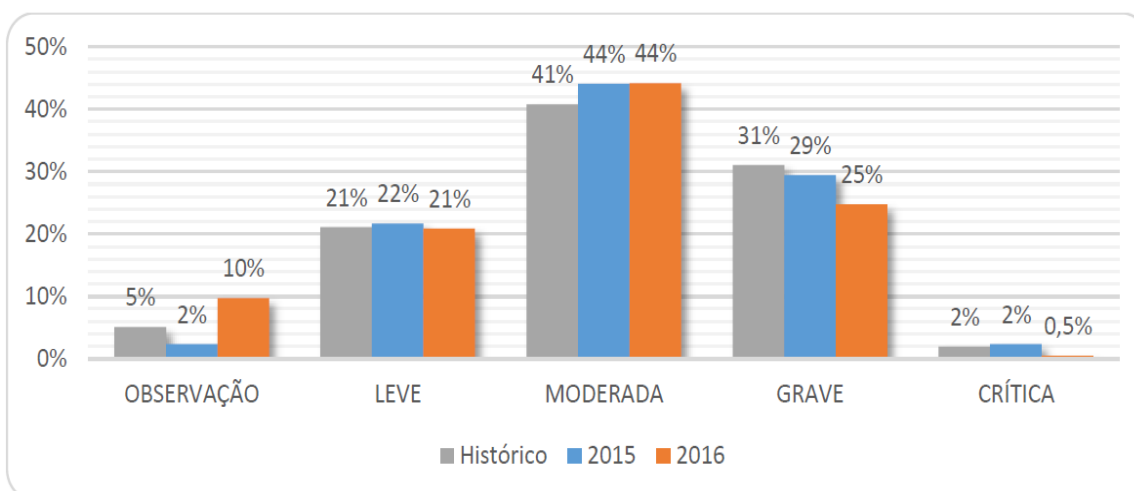


Gráfico 6.9 - Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de sondas de perfuração por gravidade. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

6.5.1.3. Desvios reincidentes em Fiscalizações de Segurança Operacional

Os processos de auditoria vêm sendo realizados em um ciclo a cada dois anos o que permite uma verificação contínua da conformidade do agente regulado face à regulamentação técnica de segurança operacional e meio ambiente.

Nestas circunstâncias, se destacam a recorrência de desvios específicos, identificados por equipes distintas de auditores em processos de auditorias em diferentes agentes regulados e unidades marítimas. Assim, lições aprendidas devem ser obtidas sobre as situações que merecem ações para a melhoria contínua do sistema de gestão por meio da investigação dos fatores causais que permitiram a ocorrência das falhas em questão.

De entre os desvios específicos identificados recorrentemente nas auditorias da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente pode-se destacar:

a) Planeamento de Emergência

A insuficiência do planeamento de recursos para a resposta a emergências tem-se apresentado como as não conformidades de maior gravidade e de maior frequência. Em diversas ocasiões, estes desvios, decorrentes da falha na identificação de potenciais cenários acidentais específicos e seus respectivos desdobramentos, impossibilitaram a estruturação dos recursos de reposta necessários ao devido controlo.

A gestão da informação sobre os recursos supracitados, indicando falhas na documentação e/ou na ausência dos recursos previstos no plano de emergência tem-se mostrado de forma secundária com um significativo número de não conformidades relacionadas Planeamento e Gestão de Grandes Emergências.

Por fim, cabe ressaltar, em termos de relevante gravidade, as falhas na realização de formação e treinos específicos e contínuos para a resposta a emergência, embora o número de não conformidades se tenha apresentado em número menor.

b) Gestão do Risco

A Análise de Risco constitui um importante instrumento para a identificação de riscos numa unidade de exploração e produção de petróleo, consistindo num exame sistemático da instalação com o objetivo de identificar os riscos presentes no sistema e

fornecer informações sobre as ocorrências potencialmente perigosas e suas possíveis consequências.

Neste contexto, as falhas na elaboração de estudos de riscos ou na garantia da implementação das recomendações e salvaguardas identificadas para a mitigação dos cenários de risco têm-se configurado como desvios recorrentes encontrados no processo de fiscalização e uma das principais fontes potenciais para a ocorrência de eventos adversos com perdas materiais, danos às instalações, impacto ambiental e danos a saúde do trabalhador.

Os processos de auditoria indicaram com frequência situações em que riscos não identificados ou subavaliados e a ausência da identificação de elementos críticos de segurança operacional constituem fatores contribuintes para ocorrência de incidentes.

Outro fator tão essencial quanto à identificação e avaliação de riscos centra-se na gestão das recomendações dos respectivos estudos de risco, sendo esta uma ação que apresenta falhas recorrentemente, ocasionando não conformidades; sejam por adoção parcial ou de medida alternativa à recomendada no estudo sem que uma justificativa técnica e fundamentada fosse considerada, bem como prazos longos para a adoção/implementação dessas recomendações.

Neste contexto, a gestão dos riscos das instalações podem não refletir a natureza das operações devido à insuficiência na identificação, avaliação e controlo dos perigos e riscos associados. A responsabilidade de gestão torna-se imperativa como meio adequado para o pleno controlo desta importante ferramenta de prevenção.

Adicionalmente, observou-se um elevado número de não conformidades relacionadas com a ausência do processo de gestão de mudanças, ou falha nas avaliações prévias e nas medidas de controlo de risco para a realização de alterações de processos ou estruturais. O histórico das análises indica que em diversas situações que as mudanças foram submetidas a um procedimento formal de gestão houve, porém, supressão de uma análise de riscos adequada à alteração proposta.

Releva-se também, a evidência de utilização, em diversas auditorias, de medidas alternativas de controlo para a não observância de requisitos estabelecidos, sendo que a frequência de tais ocorrências deveria estar no âmbito das exceções.

O incumprimento de regras e procedimentos estabelecidos é geralmente suportado pelo registo de uma gestão de mudanças que muitas vezes apenas formaliza o incumprimento, mas não contribui ou fundamenta a gestão do risco.

A observação da adoção destas práticas deve levar as operadoras à reflexão sobre a evolução da cultura de segurança e de critérios fundamentais considerados como premissas de uma boa gestão de segurança operacional, tais como: seguir os procedimentos estabelecidos, observar normas, planos de inspeção, manutenção e teste, de entre outros.

Neste âmbito, os resultados dos processos de fiscalização demonstraram a inevitabilidade de atenção por parte dos agentes regulados para falhas rotineiras na identificação e na garantia da disponibilidade de salvaguardas preventivas e mitigadoras, ou seja, sistemas e procedimentos críticos de segurança operacional ou pelo uso de medidas que escapam do caminho que leva às melhores práticas, apesar de abundante demonstração de registos da aplicação de medidas alternativas.

c) Integridade das Instalações

Um dos principais desvios evidenciados pelas fiscalizações da agência reguladora encontra-se relacionado com questões envolvendo falhas no adequado planeamento para a garantia da integridade das instalações.

Diversas não conformidades críticas observadas nas auditorias encontravam-se relacionadas com degradação e falha nos planos de manutenção de elementos críticos de segurança operacional sem estabelecimento das devidas medidas de contingência. Em alguns casos isolados foi constatada a ausência completa de planos de manutenção para equipamentos e sistemas específicos.

Tais desvios indicam que elementos críticos de segurança operacional tiveram sua manutenção postergada, mesmo quando ações para correção ou de contingência alternativos poderiam ter sido providas pelos operadores. Por vezes, as ações reparadoras acabaram por ser tomadas durante as fiscalizações, após a constatação do problema pela equipe de auditoria da agência reguladora.

Outra informação relevante foi a observação de que as falhas na gestão da integridade evidenciadas pela agência reguladora não se restringem apenas às

instalações no final de sua vida útil, sendo também observada em instalações mais novas.

As estatísticas demonstram que, todas as não conformidades graves relacionadas com integridade de equipamentos e sistemas foram evidenciadas em plataformas de produção, com menos de 10 anos de operação, sendo que 25% destas tinham menos de 5 anos de operação.

d) Definição de responsabilidades e Seleção, controlo e gestão de contratadas.

Devido à elevada complexidade das operações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, é habitual a participação de diversas empresas especializadas, equipamentos e de profissionais com cultura, formação, habilitação e características técnicas distintas.

Nestas circunstâncias, têm sido contumaz em fiscalizações da agência reguladora a observância da ausência no delineamento claro e objetivo de responsabilidades entre as diversas partes envolvidas nas operações quotidianas, nomeadamente no que tange a ações de resposta a situações de emergência e requisitos de qualificação da força de trabalho exposta aos riscos.

Cabe ressaltar que as normas praticadas para a gestão de segurança operacional da agência reguladora não estabelecem diferença entre força de trabalho própria ou contratada, preocupando-se basicamente que os agentes regulados assegurem que um integrante da força laboral, independentemente do seu vínculo laboral, tenha a devida formação, capacitação e habilitação para desempenhar as atividades sob sua responsabilidade.

Para operações em poços críticos, com possibilidade de presença de elevados teores de H₂S ou CO₂, com elevado risco para a vida e a saúde, é imprescindível a definição de responsabilidades, pois a sua ausência pode agregar riscos preocupantes do ponto de vista de segurança.

Por consequência, o Operador do contrato, responsável pela análise de riscos do projeto do poço e pelo planeamento dos cenários de emergência ocasionados pelas peculiaridades do poço, deve prover a formação e treino adicionais para o pessoal de bordo.

Todavia, foi evidenciado pela agência reguladora, que em diversas ocasiões os procedimentos estabelecidos pela empresa de consultoria não se encontravam bem coordenados ao plano de emergência do Operador da sonda, que não tem autoridade sobre a consultoria ou os demais contratados do Operador do contrato.

As não conformidades levantadas também evidenciam a falta de integração das empresas envolvidas nas atividades realizadas com pessoal e equipamentos específicos, tais como o *Managed Pressure Drilling* – MPD e a cimentação e monitorização de poço. Outros desvios reincidentes encontrados encontram-se relacionados com a falha na identificação de Elementos Críticos, em Qualificação, Treino e Desempenho Pessoal, na integração das equipas das operadoras de contrato com os operadores da instalação, sobretudo no planeamento e na identificação dos controlos de riscos das atividades.

Dessa forma, pode-se inferir que os Operadores de contrato devem, de forma mais conjunta e efetiva, assegurar o desenvolvimento de atividades junto aos diversos profissionais envolvidos nas atividades de perfuração e intervenção em poço, independente de serem próprios ou contratados, objetivando o controlo efetivo dos riscos operacionais em todas as operações.

6.6. Análise dos Incidentes Operacionais

Com fundamento nos procedimentos estabelecidos na Resolução nº 44/2009 da Agência Nacional do Petróleo, a comunicação de incidentes deve ser realizada pelos Concessionários e autorizados pela agência.

No âmbito das atividades da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural, a comunicação de incidentes deve ser formalizada a ANP por meio do registo no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO Incidentes), disponibilizado aos agentes regulados desde o segundo semestre de 2013. Presentemente, observa-se que o SISO integra à sua base de dados os registos de incidentes recebidos desde o ano de 2012.

A análise das informações sobre os incidentes comunicados são realizados pela equipe da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, de forma a identificar tendências e oportunidades de melhoria nos processos de segurança operacional, tanto por parte da indústria quanto no escopo regulatório da agência. No

Apêndice VI encontra-se o Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção.

O Gráfico 6.10 apresenta a evolução da quantidade de registos de incidentes recebidos pela ANP relativos a instalações de exploração e produção no período compreendido entre 2012 a 2016.

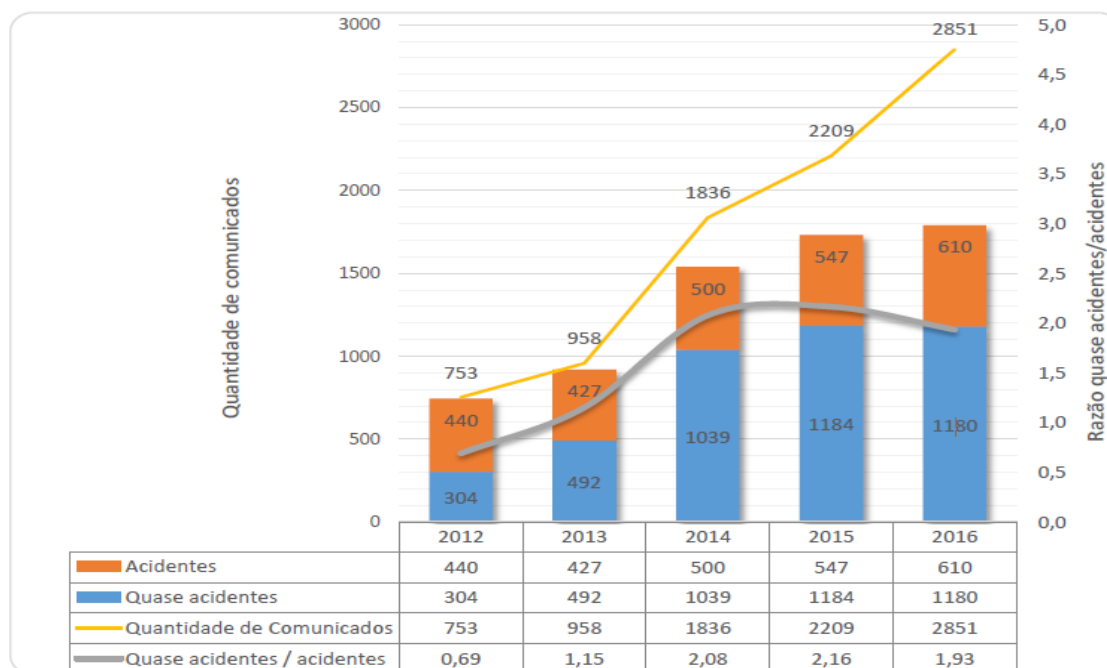


Gráfico 6.10 - Evolução da quantidade de registos de incidentes no período compreendido entre 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

As comunicações de incidentes, conforme Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção, podem ser classificados conforme tipologia de ocorrência em:

- Acidentes
- Quase acidentes

A análise do Gráfico 6.10 permite observar que, em 2012 foram registados mais eventos relativos a acidentes do que os relativos a quase acidentes, numa proporção de 0,69 quase acidente para cada acidente registado.

A correlação entre quase acidentes e acidentes registados aumentou ano após ano, tendo atingido em 2016 a um valor próximo a dois quase acidentes para cada acidente registado. Convém ressaltar, porém que este fato não deve ser interpretado

como indicativo do aumento na ocorrência de quase acidentes, mas sim da notificação dos mesmos, pois o perfil relativo ao ano de 2012 não reflete a realidade da indústria de Exploração e Produção.

Os quase acidentes de maneira geral são decorrentes eventos precursores de acidentes, ou melhor, eventos que possuem potencial significativo para escalonamento e se tornarem eventos de dano (acidentes) em caso de falha do conjunto solidário de barreiras de segurança. Dessa maneira, espera-se que no mesmo período ocorram mais quase acidentes do que acidentes.

Conforme análise da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2016), o aumento nos registros de quase acidentes observado foram decorrentes de ações que compreenderam:

- Revisão do Manual de Comunicação de Incidentes, de forma a melhorar a compreensão dos agentes regulados acerca dos incidentes comunicáveis;
- Intensificação da verificação nas atividades de fiscalização dos incidentes ocorridos na instalação.

A análise dos incidentes foi realizada na forma de taxas, em vez de exibir suas quantidades absolutas, visto que essa forma de análise considera a variação no nível de atividade da indústria, possibilitando depreender se o aumento ou diminuição da incidência de determinado evento acidental foi proporcional ao aumento ou diminuição do nível de atividades, possibilitando a realização de comparações com *benchmarks* internacionais, relativos a países com níveis de atividades significativamente diferentes do cenário Brasileiro.

Os *benchmarks* de taxas de incidentes utilizados neste estudo de caso foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo Fórum Internacional de Reguladores (IFR) em seu “Projeto de Medição de Desempenho”, referentes ao Reino Unido, Estados Unidos, Austrália e Noruega, para os anos de 2012 a 2015.

Observa-se na

Tabela 6.6, a apresentação dos tipos de incidentes que foram analisados, bem como a grandeza representativa do nível de atividades que é utilizada a normalização dos dados.

Tabela 6.6 - Tipos de incidentes e grandezas relativas ao nível de atividades utilizadas para normalizar os dados. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Tipo de incidente	Dados normalizados por
Fatalidades	Milhão de horas trabalhadas
Ferimentos graves	
Perda de contenção significativa de gás inflamável	Produção de gás em milhão de barris de óleo equivalentes
Perda de contenção maior de gás inflamável	
Abalroamento significativo	Quantidade de instalações
Abalroamento maior	
Incêndio significativo	
Incêndio maior	
Perda significativa de controlo de poço	Quantidade de instalações
Perda maior de controlo de poço	

Nos Gráficos Gráfico 6.11, Gráfico 6.12, Gráfico 6.13, Gráfico 6.14, Gráfico 6.15, Gráfico 6.16, Gráfico 6.17 e Gráfico 6.18 discutidos adiante, são apresentadas as taxas relativas a cada tipo de acidente analisado, compreendendo o período de 2012 a 2016.

Os valores de referência obtidos como consequência dos dados divulgados pelo IRF foram apresentados na forma de uma faixa, abrangendo os valores mínimos e máximos das taxas dos países de referência, entre os anos de 2012 a 2015.

No Gráfico 6.11 pode-se verificar a variação nas taxas de fatalidades⁶ em instalações de exploração e produção entre os anos de 2012 a 2016. Neste período analisado, as taxas encontram-se dentro da faixa de referência, tendo apresentado um aumento súbito em 2015, momento este em que a taxa de fatalidades se aproximou do nível superior de controlo, devido a um único evento, explosão na casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus que ocasionou a totalidade das 9 fatalidades ocorridas neste ano.

⁶ Nota. Fatalidades comunicáveis à Agência Nacional do Petróleo são os óbitos decorrentes de incidentes ocorridos na operação da instalação ou da queda de helicópteros de transporte de pessoal desde que ocorram em até um ano da data do incidente. São excluídos destes eventos os óbitos ocorridos por causas naturais e em acidentes de trânsito terrestre. As fatalidades não são contabilizadas como ferimentos graves.

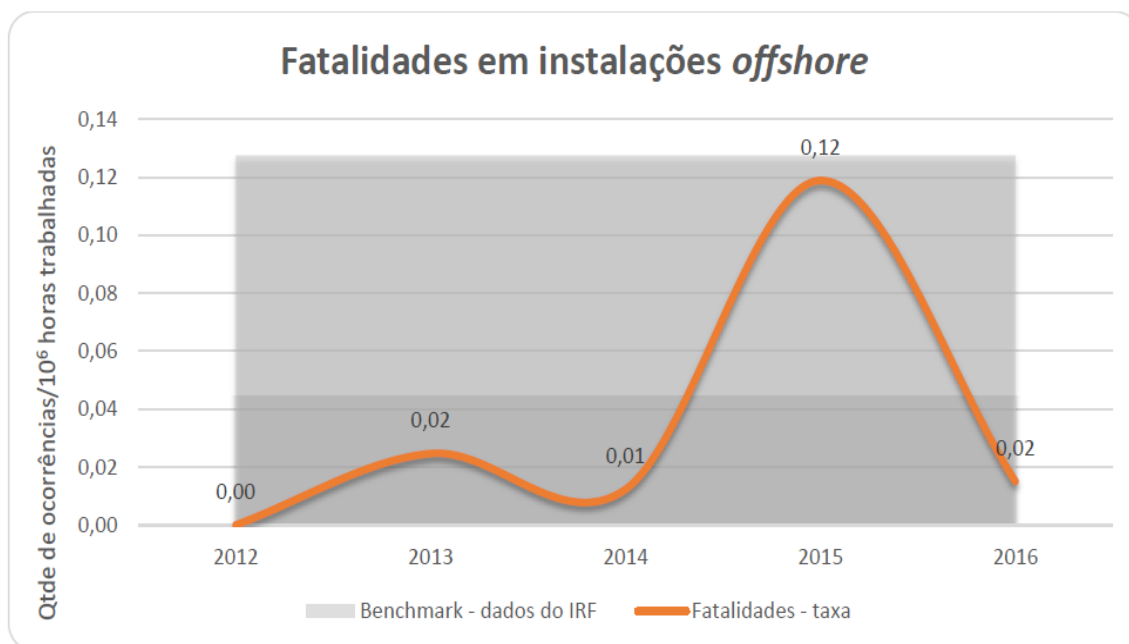


Gráfico 6.11 - Taxas de fatalidades em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

O Gráfico 6.12 expressa a variação nas taxas de ferimentos graves⁷ em instalações de exploração e produção. Tais taxas apresentaram aumento entre o período de 2012 a 2015, chegando ao valor do limite da referência.

No ano de 2016, a taxa de ferimento grave diminuiu de modo sensível, alcançando o segundo menor valor do período analisado.

⁷ Nota. Ferimentos graves comunicáveis à Agência Nacional do Petróleo são os ferimentos decorrentes da operação da instalação ou da queda de helicópteros de transporte de pessoal e são caracterizados como qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou acidental, envolvendo: (a) fratura (excluindo de dedos); (b) amputação; (c) perda de consciência devido à asfixia ou à exposição a substâncias nocivas ou perigosas; (d) lesão de órgãos internos; (e) deslocamento de articulações; (f) perda de visão; (g) hipotermia ou outras doenças relacionadas à exposição a temperaturas extremas; ou (h) necessidade de internação por mais de 24 (vinte e quatro) horas. As fatalidades e os ferimentos graves não incluem as ocorrências ocasionadas por doenças profissionais, mortes naturais, desaparecimentos ou suicídios ocorridos nas instalações offshore.

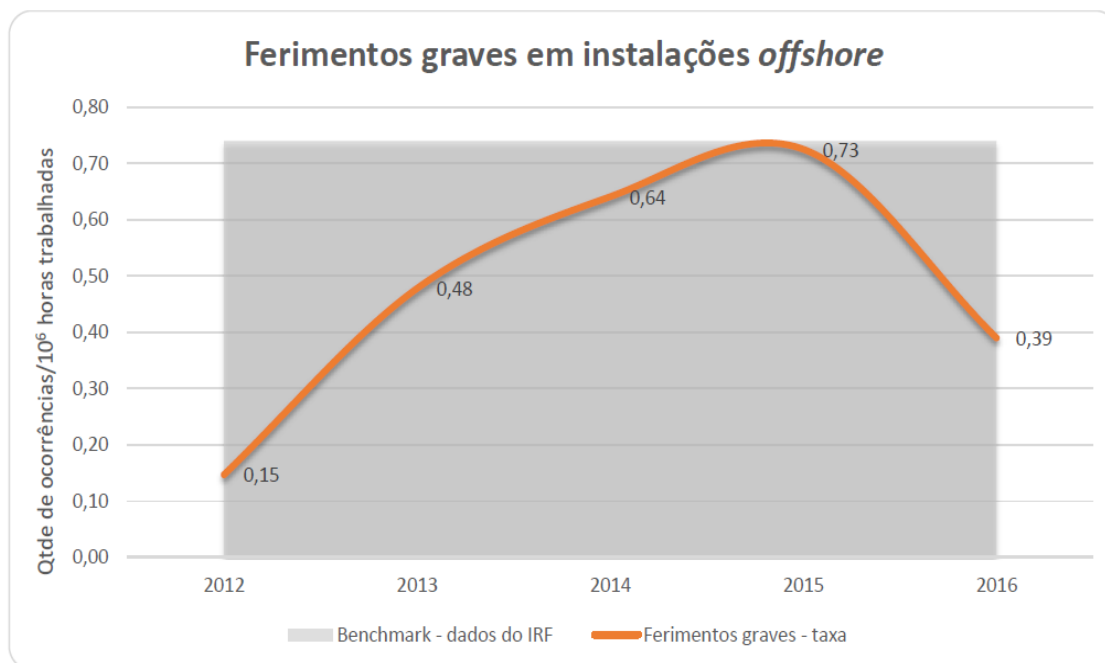


Gráfico 6.12 - Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

O Gráfico 6.13 ilustra as taxas de perda de contenção significativa⁸ de gás inflamável nas instalações de exploração e produção *offshore*. Em todos os anos do período analisado, afora em 2013, a taxa apresentou valor superior ao *benchmark* empregado, tendo apresentado incrementação desde este ano.

⁸ Nota. Perda de contenção significativa de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atenda ao menos uma das seguintes condições: a) Taxa de liberação entre 0,1 kg.s-1 e 1 kg.s-1, com duração entre 2 e 5 minutos; b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s-1, com liberação de uma massa total entre 1 e 300 kg durante todo o evento. Perda de contenção maior de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atinja ao menos uma das seguintes condições: a) Taxa de liberação maior que 1 kg.s-1 com duração superior a 5 minutos; e/ou b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s-1, com a liberação de uma massa total maior do que 300 kg durante todo o evento.

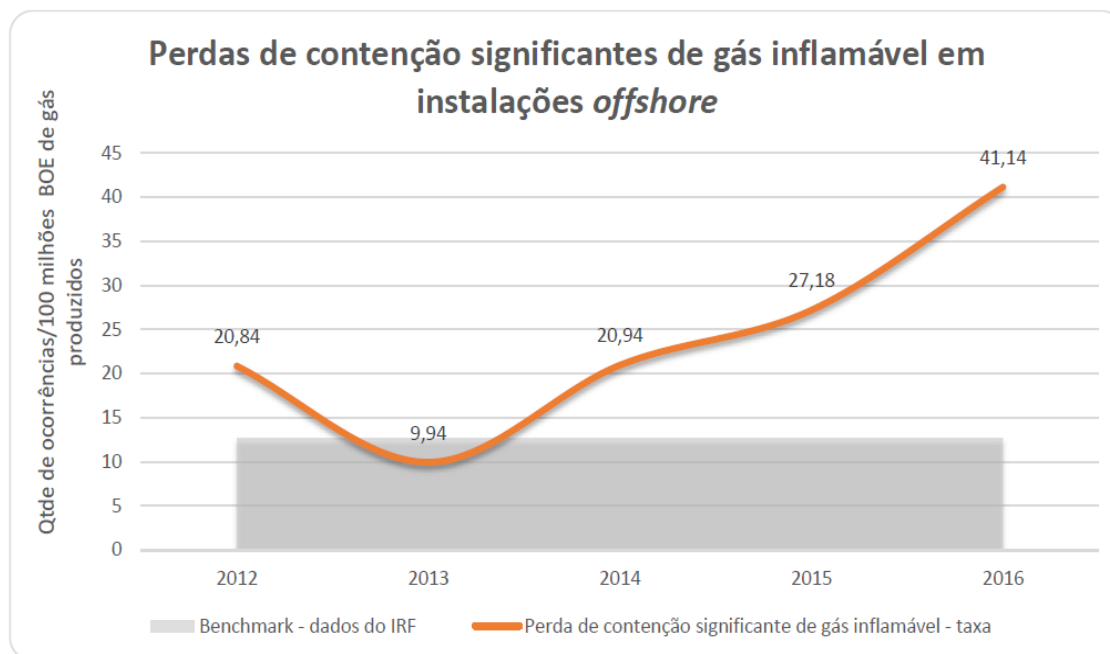


Gráfico 6.13 - Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

No Gráfico 6.14 são exibidas as taxas de perdas de contenção maiores de gás inflamável, apresentando incremento no período de 2012 a 2015.

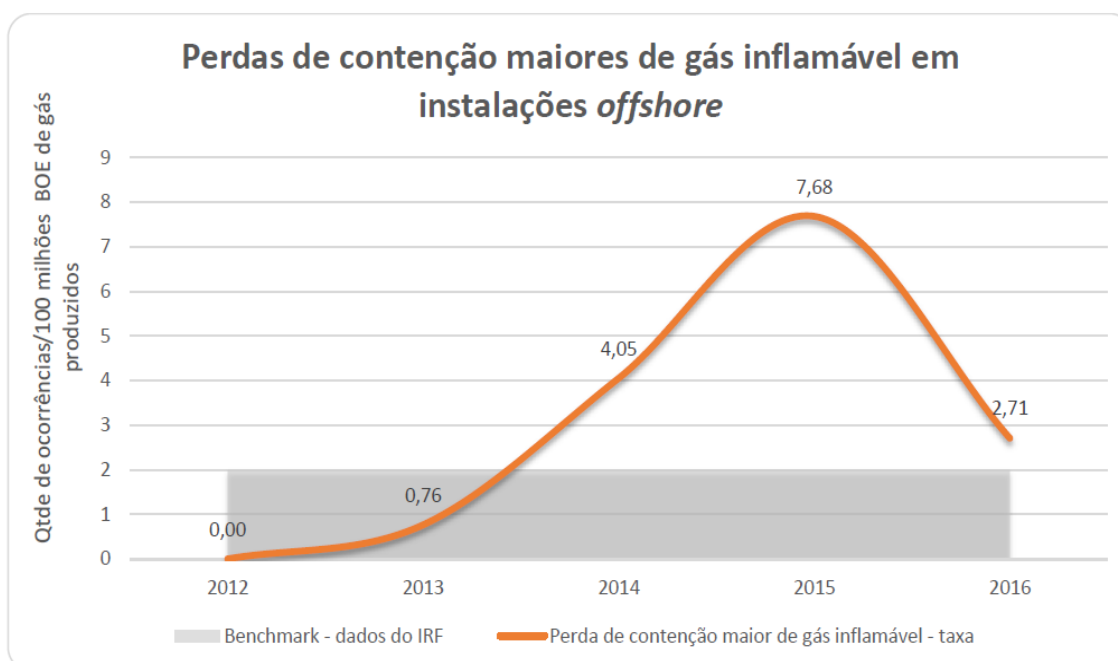


Gráfico 6.14 - Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Convém salientar que no ano 2016, houve significativa redução da taxa de perdas de contenção maiores de gás inflamável, ainda que não tenha sido suficiente para reduzir o valor a um patamar localizado dentro da faixa de *benchmark*.

Após análise dos dados, pode-se inferir que, ao se comparar os gráficos correlatos, as taxas de perdas de contenção significante se encontram acima das taxas de vazamento maior em todos os anos do período analisado, sendo este facto completamente previsto, uma vez que a ocorrência de vazamento maior apresenta-se com potencial de maior gravidade, onde se espera que seu acontecimento apresente menor frequência de registros.

Esta propensão de acontecimento em menor frequência de eventos com maior gravidade pode ser observada também nos valores de referência, onde se observa que a parcela de eventos de perda de contenção significante é em média correspondente a quatro vezes a quantidade de eventos de perda de contenção maior registrados.

Em relação aos incidentes relacionados ao abalroamento, a análise identificou igual propensão. Enquanto há eventos de abalroamento significativo⁹ comunicados, não há registros de abalroamentos maiores em instalações de exploração e produção em operação no Brasil.

Conforme se pode observar na variação nas taxas do Gráfico 6.15, no período analisado, os abalroamentos significantes em instalações de Exploração e Produção se mantiveram dentro dos valores de *benchmark*. Convém salientar porém que nos anos de 2012, 2013 e 2016, respetivamente, não houve ocorrências reportadas deste tipo de incidente.

⁹ Nota Abalroamento Significante é qualquer abalroamento entre instalações offshore, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma Instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

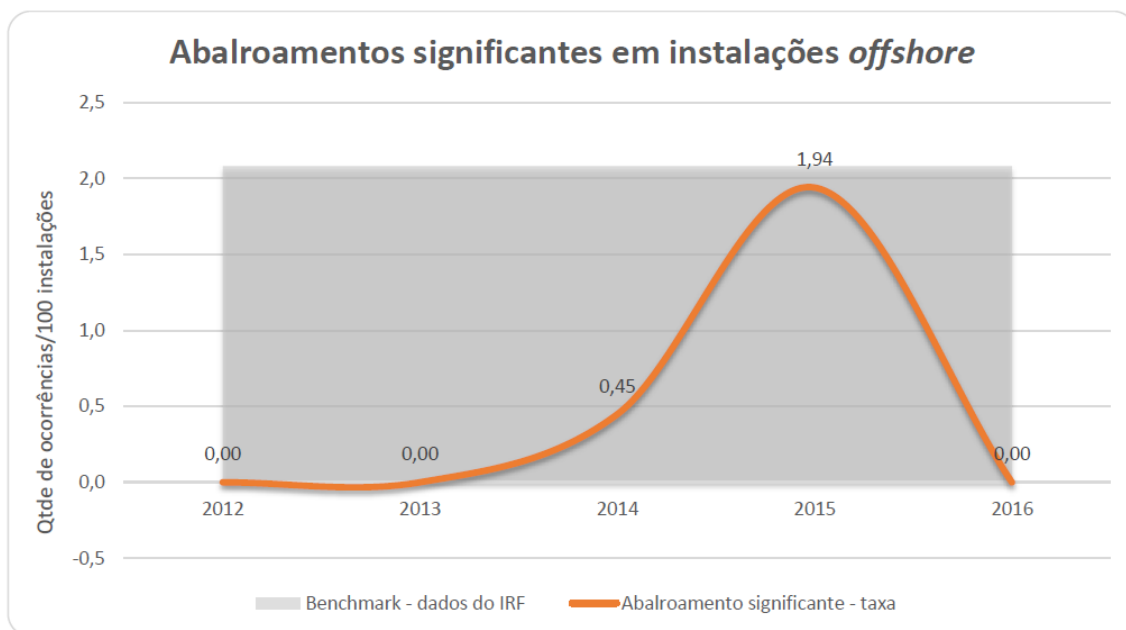


Gráfico 6.15 - Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Além dos eventos de incêndio significativo e incêndio maior, os quais são monitorados pelo IRF, também são apresentadas as taxas relativas aos eventos de princípio de incêndio¹⁰, tipo de incidente não reportado pelos demais países.

A análise dos dados do Gráfico 6.16, onde é apresentada a variação nas taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção, nos permite observar que o menor valor registrado foi no ano de 2013 e, que houve desde então um aumento de forma praticamente linear. No entanto, para último ano avaliado, as taxas apresentaram um aumento de aproximadamente de 30%.

¹⁰ Nota. Princípio de Incêndio é qualquer incêndio que tenha sido debelado ou interrompido de forma que não tenha causado danos que o qualifiquem como Incêndio Maior ou Significante. Incêndio Significante é qualquer incêndio que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato. Incêndio Maior é qualquer incêndio que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma Instalação que cause uma parada não programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

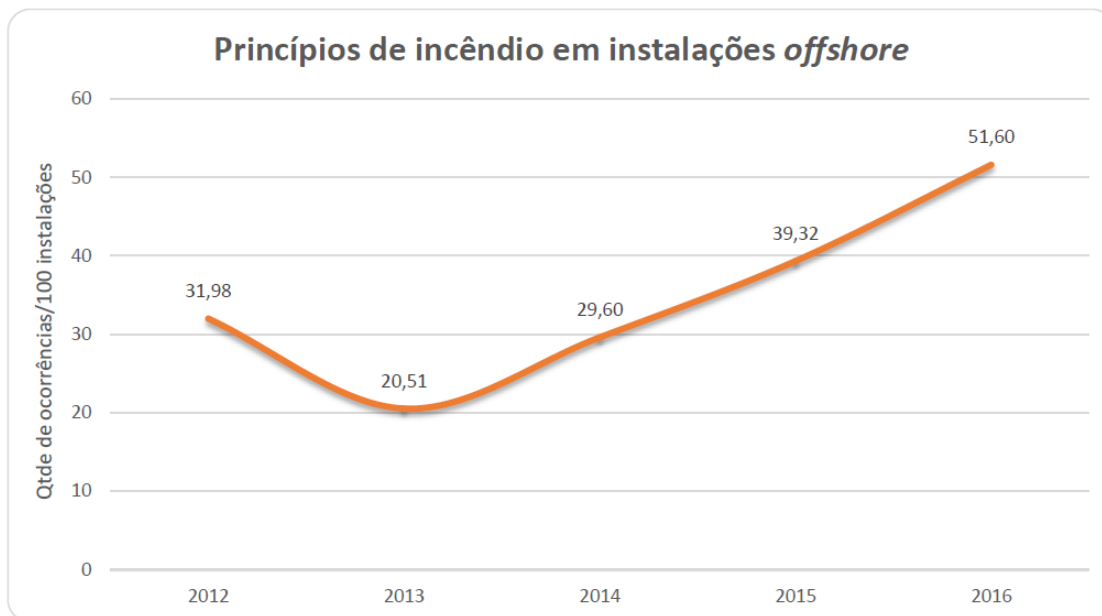


Gráfico 6.16 - Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Quanto à análise das taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção offshore, o Gráfico 6.17 nos permite observar uma flutuação que atinge o valor máximo no ano de 2014 e o valor nulo nos anos de 2012 e 2015, mantendo-se, contudo dentro da faixa de referência em todo o período analisado.

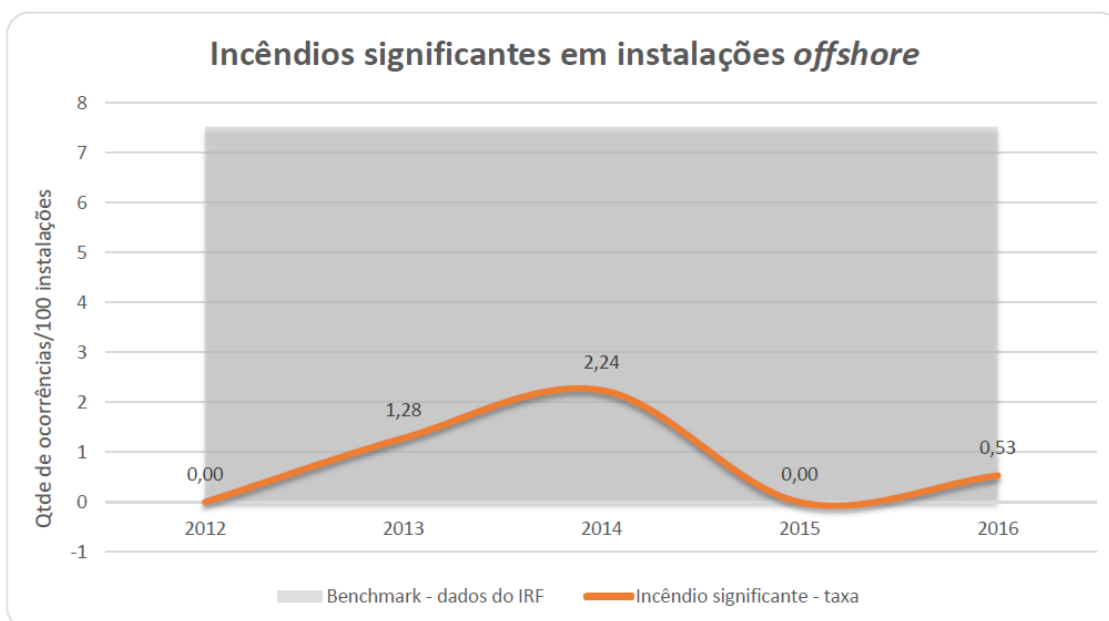


Gráfico 6.17 - Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

De forma excepcional, o ano de 2013 se apresentou como sendo o único com registros de incêndios maiores, tendo este incidente ocorrido em uma plataforma tipo semissubmersível de produção, processamento e transferência de óleo e gás em operação a 172 km da costa de Macaé em uma lâmina d'água de 620 m. Na data do incidente, a plataforma produzia 20.000 barris de óleo por dia.

É importante ressaltar que, o valor do limite superior da faixa de controle (0,31 incêndios a cada 100 instalações), é extrapolado com apenas um acontecimento de incêndio maior, ponderando um universo de menos de 320 instalações.

Em consequência da quantidade de instalações de Exploração e Produção no ano de 2013 ter sido de 234 instalações, extrapolou-se o limite superior da faixa de controle neste ano com apenas uma ocorrência de incêndio maior.

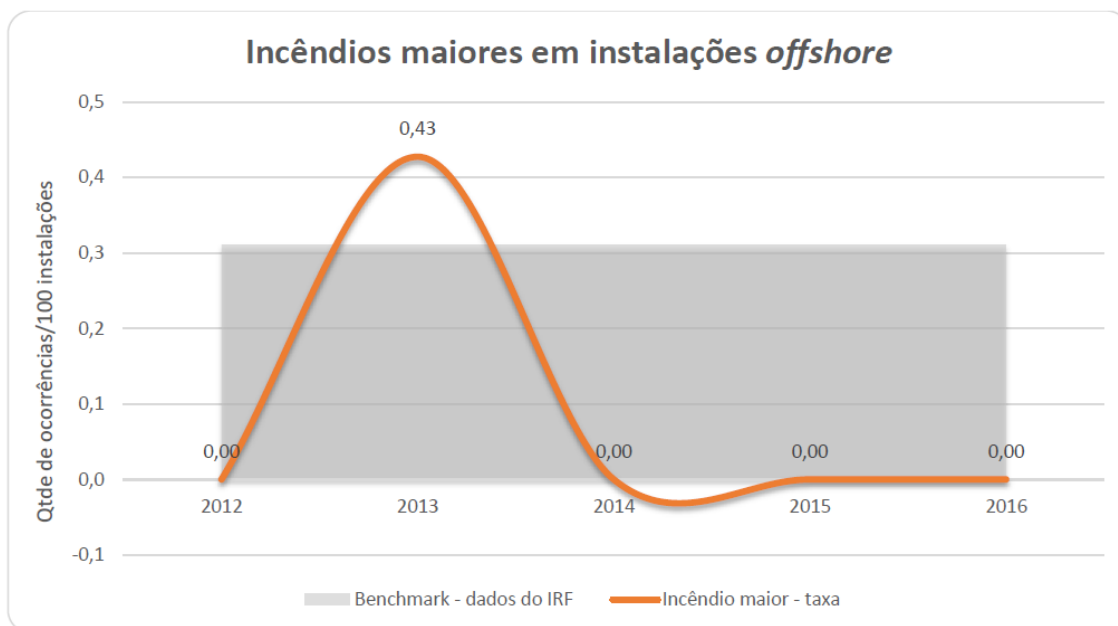


Gráfico 6.18 - Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

6.6.1. Incidentes mais recorrentes em plataformas marítimas de produção

Análogo ao método adotado para apresentação dos incidentes envolvendo instalações offshore, os dados referentes aos incidentes mais recorrentes em plataformas marítimas de produção são exibidos na forma de taxas que correspondem à quantidade de ocorrências por milhão de horas trabalhadas, que pode ser considerada

uma medida direta da exposição humana ao risco e da complexidade das atividades realizadas pela indústria de exploração e produção offshore.

No Gráfico 6.19 pode-se verificar a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

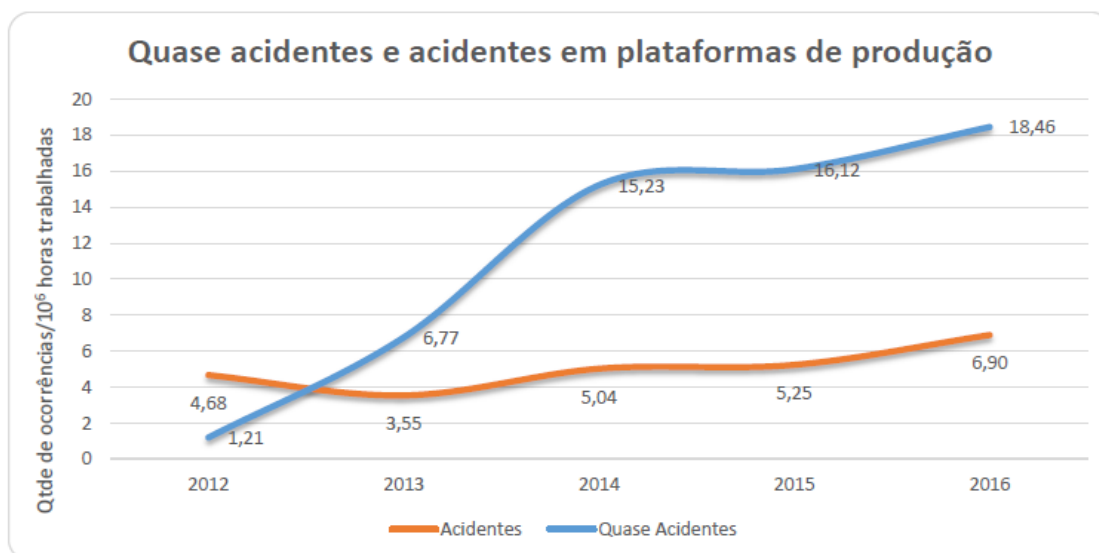


Gráfico 6.19 - Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Como pode ser referenciado no gráfico acima, as taxas relativas aos acidentes apresentaram um aumento moderado no período analisado, enquanto as taxas relativas aos quase acidentes aumentaram em maior proporção de 2012 a 2014, apresentando tendência a consolidação desde esse momento.

A amplificação sublinhada nas taxas relativas aos quase acidentes não deve ser interpretada como um aumento na ocorrência de quase acidentes, mas sim dos registos dos mesmos, conforme mencionado anteriormente.

Para as plataformas marítimas de produção, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Paradas emergenciais de plantas de processo (*Emergency Shutdowns – ESD*); quase acidentes de alto potencial;
- Quedas de objetos;
- Perdas de contenção primária;
- Falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança operacional;
- Constatação de mancha de origem indeterminada.

Nos Gráficos Gráfico 6.20, Gráfico 6.21Gráfico 6.22Gráfico 6.23Gráfico 6.24Gráfico 6.25 discutidos adiante, são apresentadas as taxas relativas a cada tipo de acidente analisado, compreendendo o período de 2012 a 2016.

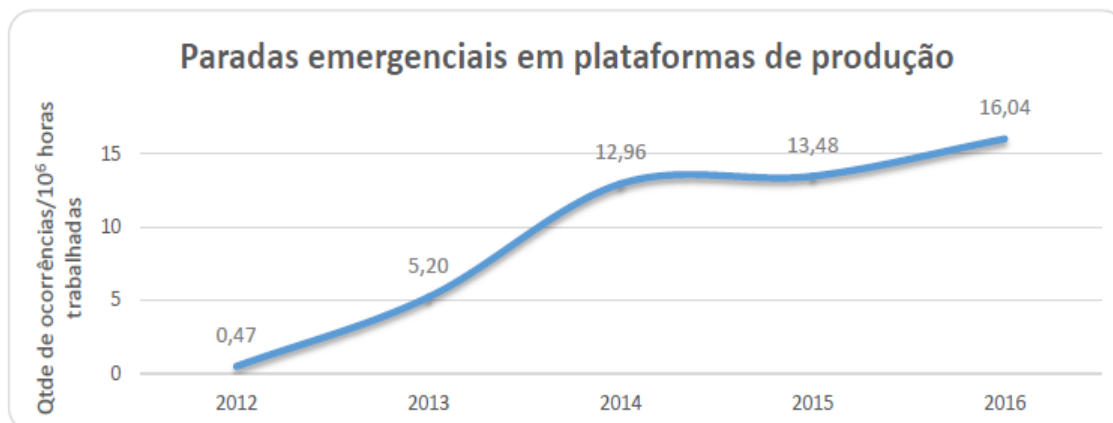


Gráfico 6.20 - Taxas de paradas emergenciais por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo



Gráfico 6.21 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

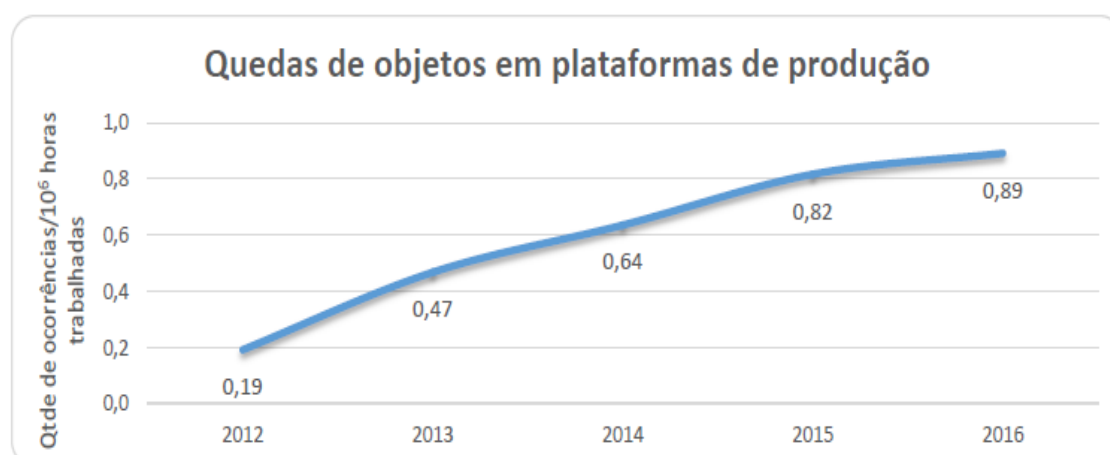


Gráfico 6.22 - Taxas de quedas de objetos por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

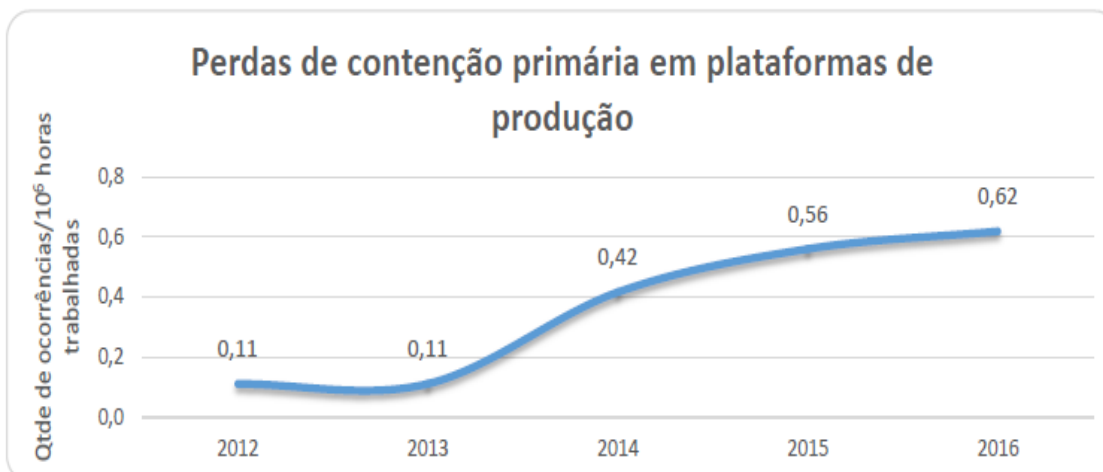


Gráfico 6.23 - Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

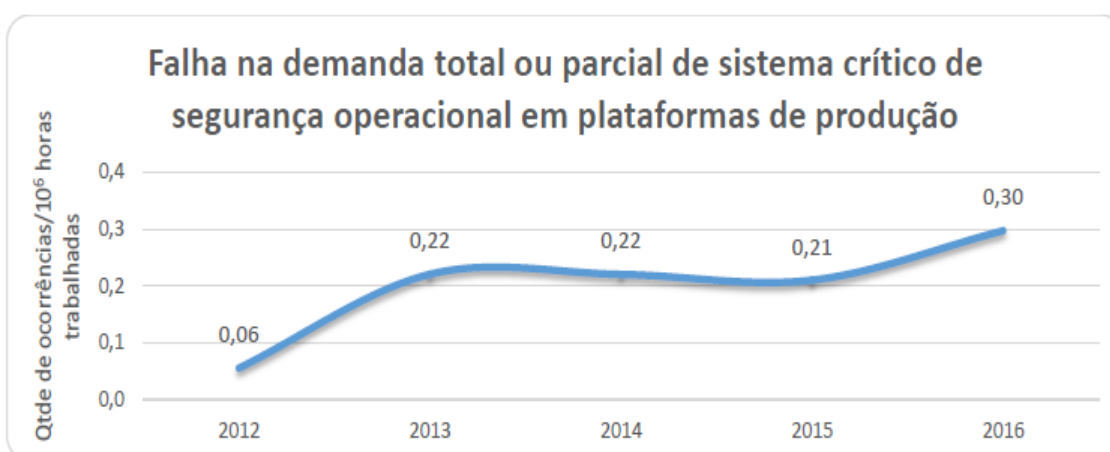


Gráfico 6.24 - Taxas de falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

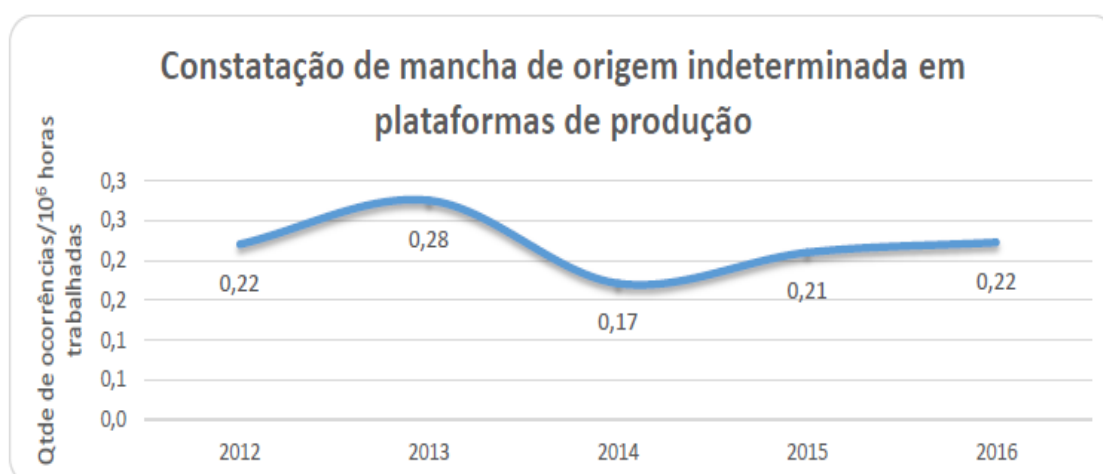


Gráfico 6.25 - Taxas de constatação de mancha de origem indeterminada por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Examinando os gráficos exibidos, pode-se constatar que as taxas de quase acidentes em plataformas marítimas de produção, de modo geral, atualmente apresentam tendência de consolidação, após apresentarem aumentos no início do período de comunicação.

Entretanto, em concordância com referenciado anteriormente, esse incremento inicial pode ser creditado ao aumento nos registos deste tipo de evento incidental, mostrando um aumento da adesão dos agentes do sector à regulamentação sobre comunicação de incidentes.

Para as plataformas marítimas de produção, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Descargas;
- Princípios de incêndio;
- Perda de contenção de gás inflamável; e
- Paradas não programadas.

Nos Gráficos Gráfico 6.26Gráfico 6.27Gráfico 6.28Gráfico 6.29 apresentados adiante, são apresentadas as taxas de descarga, princípios de incêndio, vazamentos de gás inflamável e paradas não programadas em plataformas marítimas de produção, relativas a cada tipo de acidente analisado, compreendendo o período de 2012 a 2016.

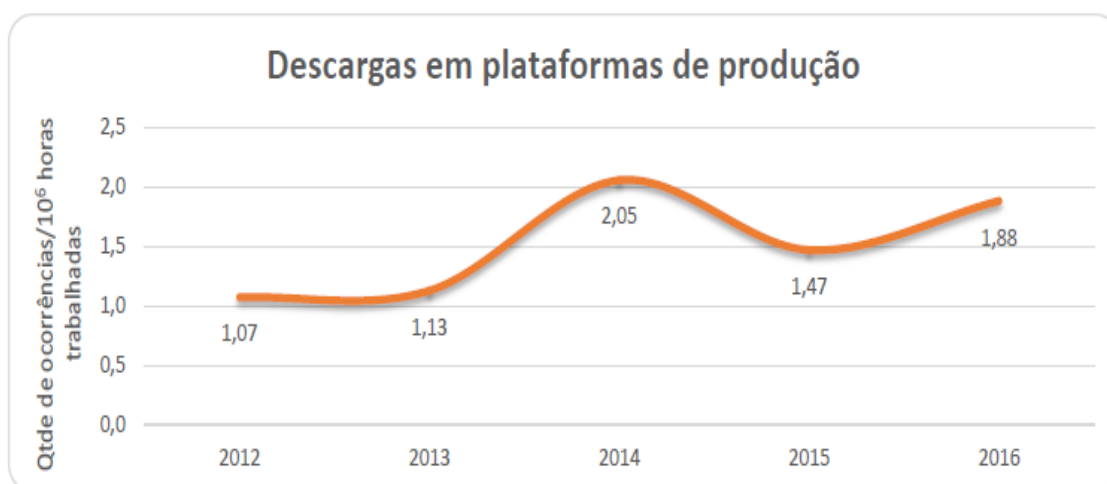


Gráfico 6.26 - Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

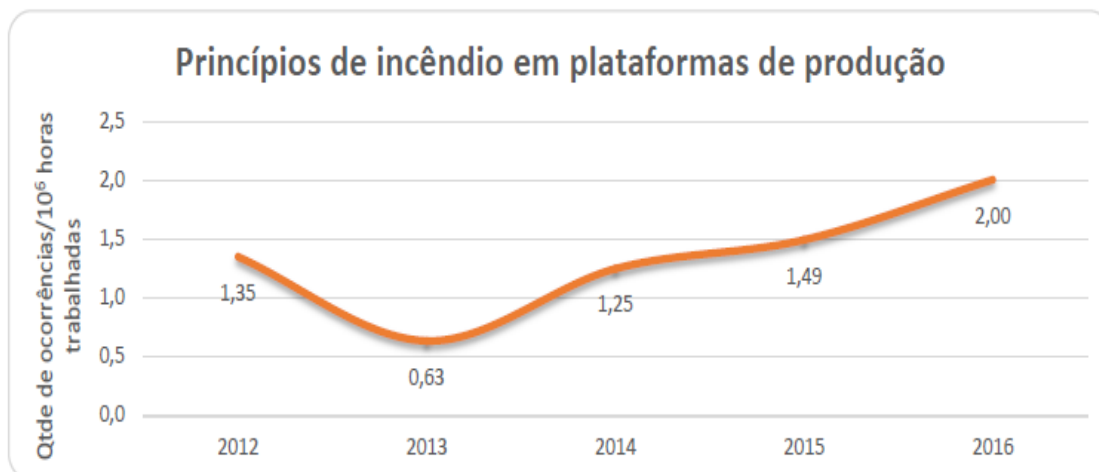


Gráfico 6.27 - Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

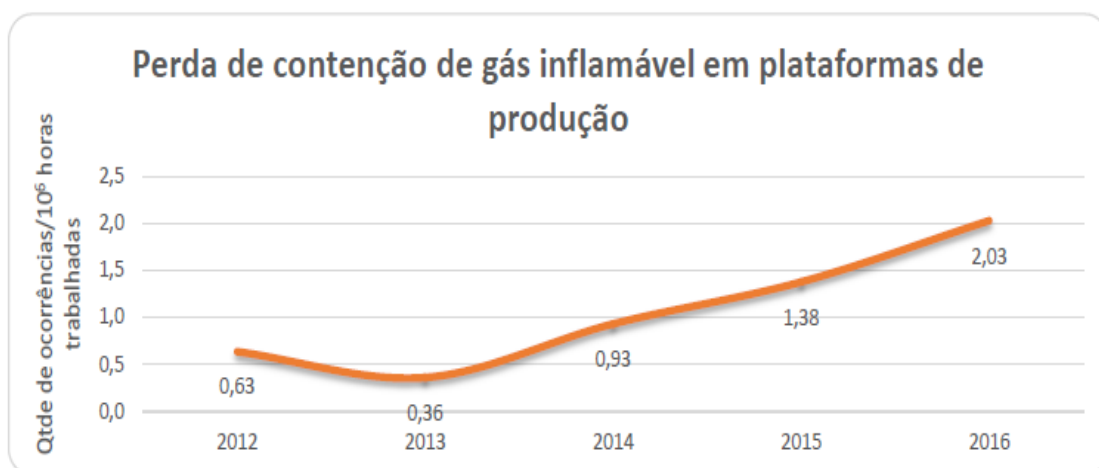


Gráfico 6.28 - Taxas de perdas de contenção de gás inflamável por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

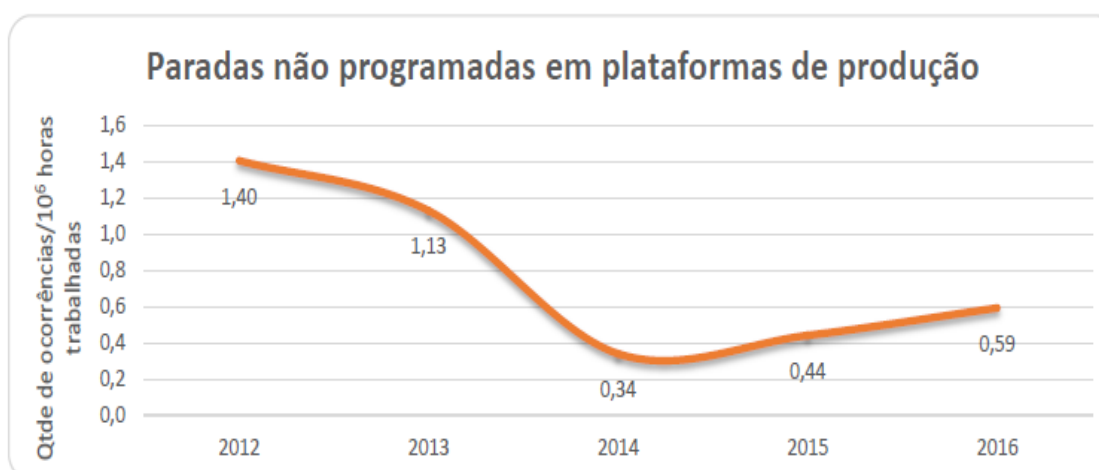


Gráfico 6.29 - Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Em referência às taxas de acidentes em plataformas marítimas de produção, convém ressaltar as relativas a princípios de incêndio e perdas de contenção de gás inflamável, que vêm mostrando sucessiva amplificação desde o ano de 2013.

6.6.2. Incidentes mais recorrentes em sondas marítimas de perfuração e intervenção

Análogo ao método adotado para apresentação dos incidentes envolvendo instalações *offshore*, os dados referentes aos incidentes mais recorrentes em sondas marítimas de perfuração e intervenção são exibidos na forma de taxas que correspondem à quantidade de ocorrências por milhão de horas trabalhadas, que pode ser considerada uma medida direta da exposição humana ao risco e da complexidade das atividades realizadas pela indústria de exploração e produção offshore.

No Gráfico 6.30 pode-se verificar a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

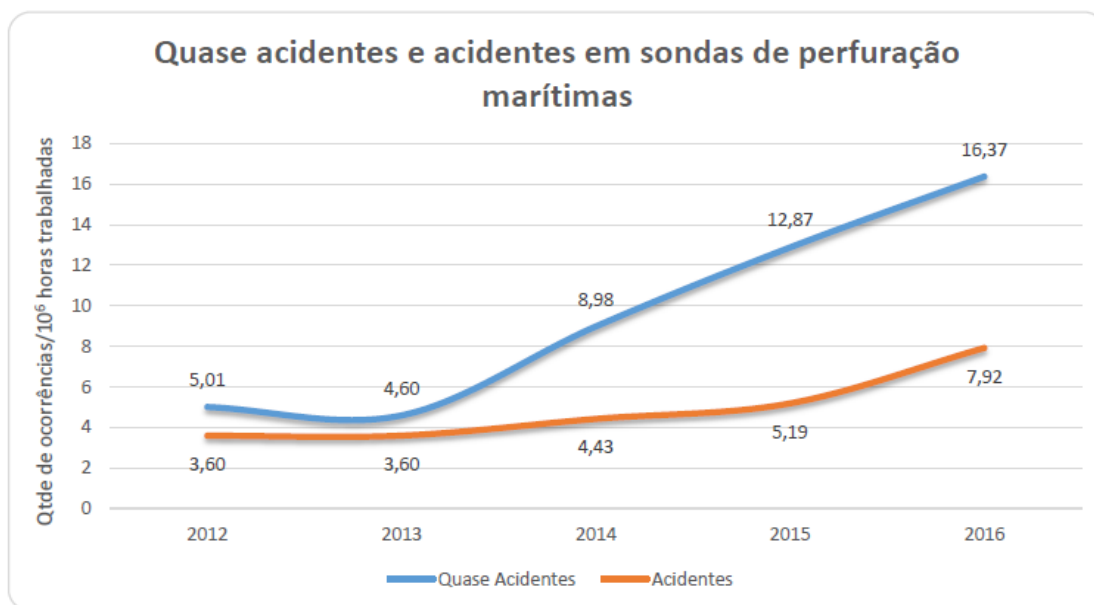


Gráfico 6.30 - Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Como pode ser referenciado no gráfico acima, as taxas relativas a acidentes e quase acidentes apresentaram comportamento análogo, tendo aumentado sucessivamente desde 2013.

As taxas relativas a quase acidentes apresentaram aumentos mais acentuados, o que deve ser interpretado não como aumentos de ocorrência mas sim como aumentos nos registros.

A amplificação sublinhada nas taxas relativas aos quase acidentes não deve ser interpretada como um aumento na ocorrência de quase acidentes, mas sim dos registros dos mesmos, conforme mencionado anteriormente.

Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Perdas de contenção primária;
- Quase acidentes de alto potencial;
- Quedas de objetos;
- Perda de contenção primária; e
- Falhas no blowout preventer (BOP).

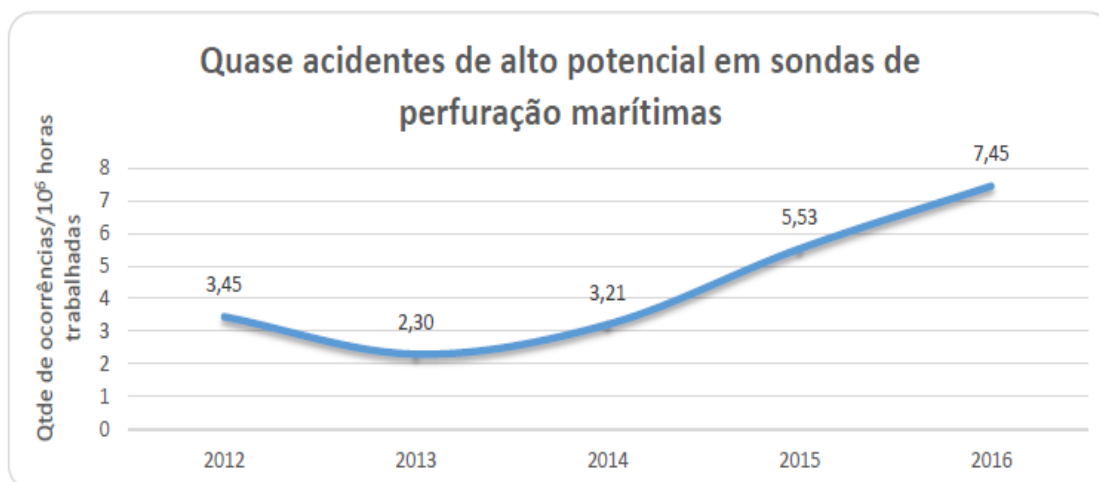


Gráfico 6.31 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

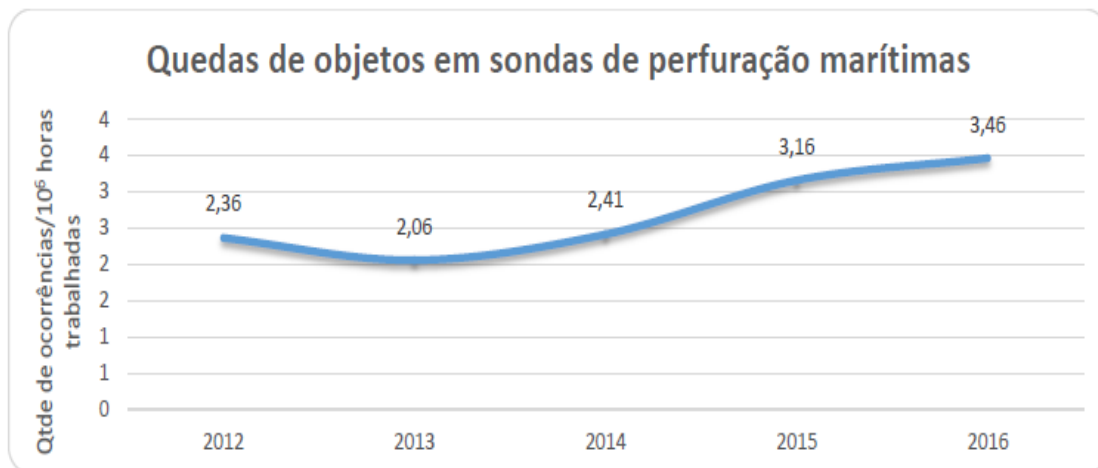


Gráfico 6.32 - Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

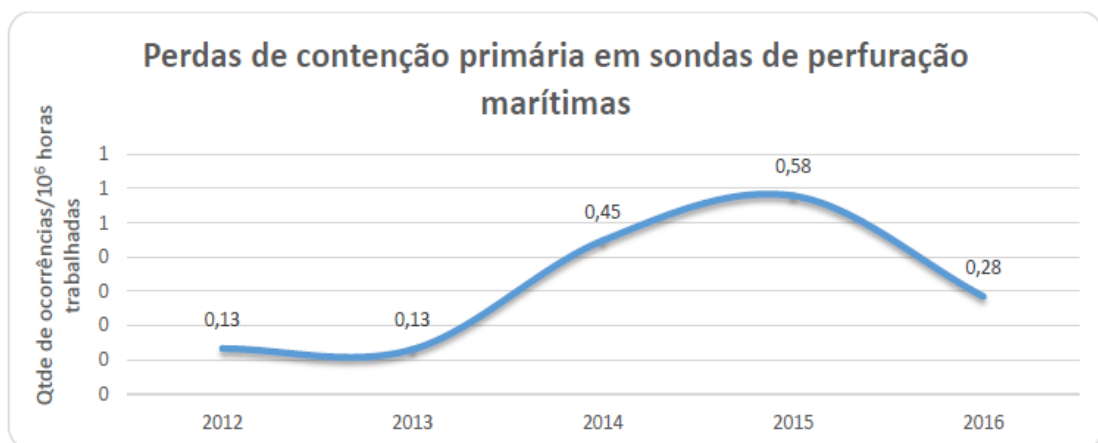


Gráfico 6.33 - Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

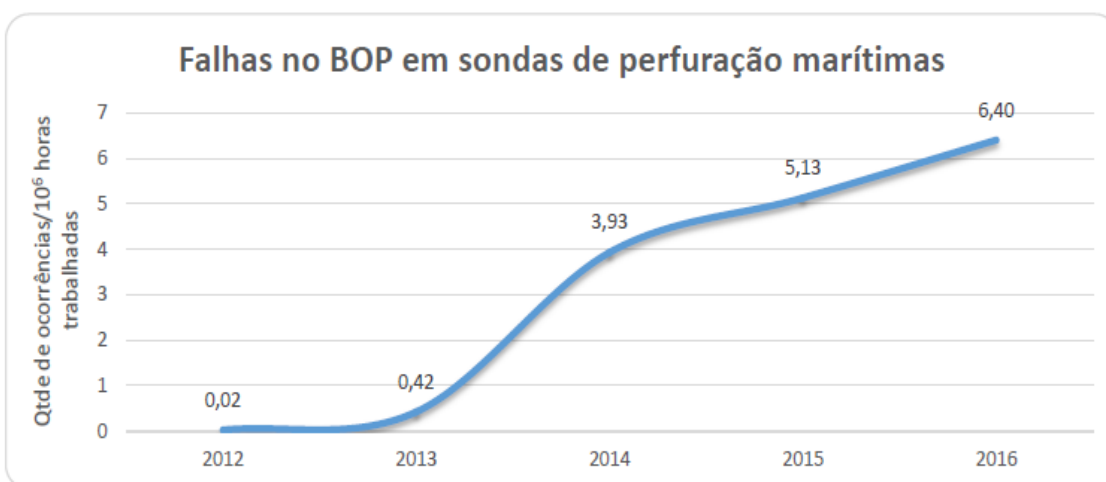


Gráfico 6.34 - Taxas de falhas no BOP por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

A análise dos gráficos permite verificar que houve tendência de acréscimo relativo às taxas de quase acidentes em sondas de perfuração marítimas no período analisado, com a exceção das taxas relativas às perdas de contenção primárias. Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Descargas;
- Princípios de incêndio;
- Paradas não programadas.

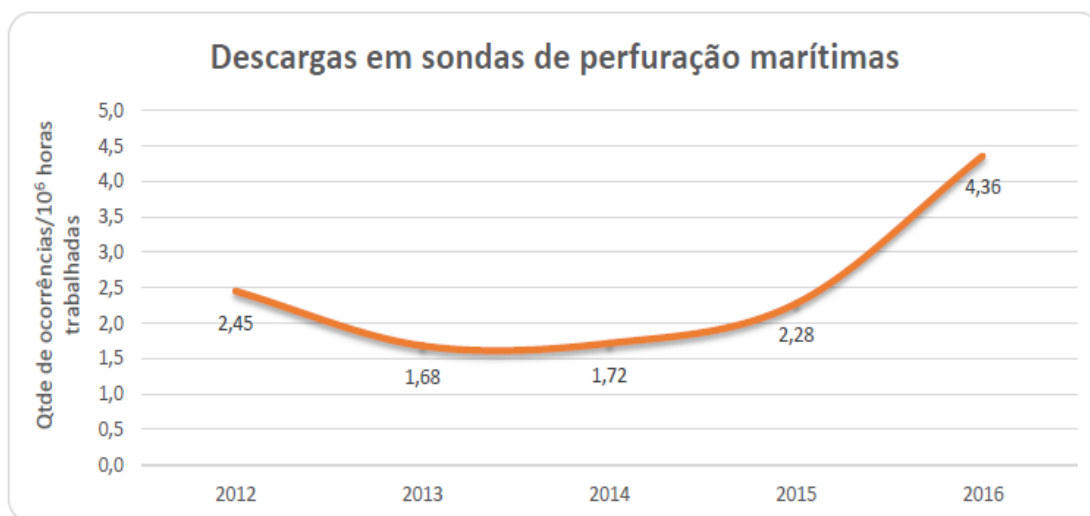


Gráfico 6.35 - Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

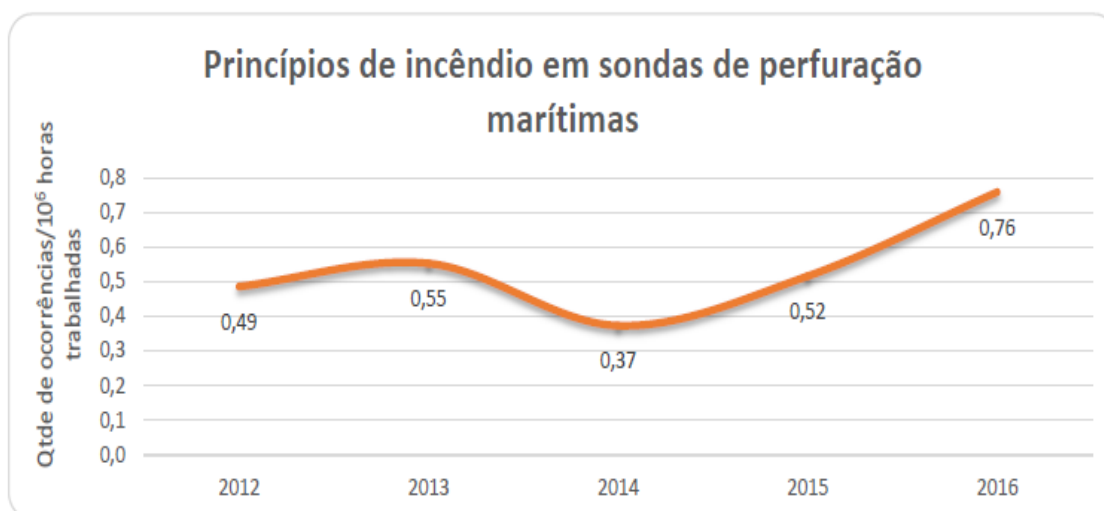


Gráfico 6.36 - Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

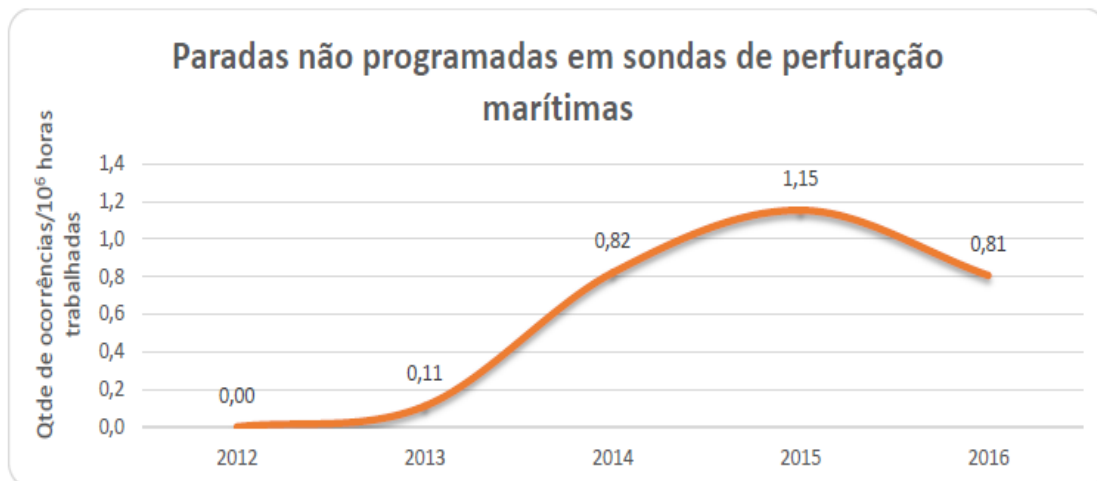


Gráfico 6.37 - Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo.

A análise dos gráficos relativos às taxas de acidentes ocorridos em sondas de perfuração marítimas permite verificar as mesmas em geral apresentaram tendência de aumento nos últimos anos, exceto pelas taxas relativas às paradas não programadas.

6.7. Análise Global de Desempenho de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil

A análise do período de 2012 a 2016 permite constatar que a agência de regulação da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural teve importante papel na melhoria do nível de segurança das operações no país com a disseminação e fiscalização das práticas do sistema de gestão de segurança operacional.

Os resultados demonstram que houve avanços positivos em relação ao histórico das atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás natural no Brasil, porém ainda há uma jornada desafiadora a ser percorrida por Companhia e Agentes Reguladores neste âmbito para que sobrevenha progressão no desenvolvimento da cultura de segurança.

A amplificação da presença da Agência Nacional do Petróleo em atividades de fiscalização nas unidades de produção e exploração correlacionado ao desenvolvimento de um conjunto de normas e regulamentos com convergência em desempenho e gestão de riscos, simultaneamente com a consolidação da integração técnica da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente com os diversos

segmentos do mercado, formam o firmamento substancial para o processo de melhoria contínua das atividades de exploração, desenvolvimento e produção petróleo a gás natural.

Importante sublinhar que, no ano de 2016, houve um aumento de 112,5% no quantitativo de fiscalização realizada pela Agência Nacional do Petróleo em unidades marítimas de produção, seguida de uma redução significativa de 31% no número de não conformidades graves evidenciadas nestas mesmas unidades, em comparação com o ano de 2015.

Ao analisar as sondas marítimas de perfuração, conclui-se que a campanha de fiscalização realizada pela Agência Nacional do Petróleo conservou-se estável em comparação com o ano de 2015, porém também foi constatado uma diminuição de 16% no quantitativo de desconformidades graves evidenciadas nestes tipos de instalações.

Outra distinção importante no ano de 2016 foi a redução do número de não conformidades críticas observadas durante as fiscalizações em comparação com 2015, sendo de 75% nas atividades de sondas de perfuração e 20% nas unidades de produção marítimas, respetivamente.

Importante salientar que, conforme registos da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2016), uma parte expressiva das não conformidades críticas puderam ser imediatamente remediadas durante o acto de fiscalização, impedindo assim a paralisação das operações devido à presença de risco grave e eminente. Consequentemente, em 2016, tanto o quantitativo quanto o tempo das paralisação operacionais significativamente inferiores quando comparados ao ano de 2015.

Deve-se observar ainda que a diminuição da frequência de não conformidades críticas não distancia a preocupação em relação aos riscos não gerenciados constatados pela Agência Nacional do Petróleo, apesar do processo amostral das fiscalizações implementadas pela agência., fazendo jus uma reflexão da indústria de exploração e produção sobre os sobre as disciplinas de “Gestão de Risco” e “Integridade das Instalações”

Os registos permitem concluir que no período analisado ocorreu a ampliação dos incidentes com as tipologias “perda de contenção significativa de gás” e “princípios de incêndio”, cujas frequências se mostraram significativamente superiores às registadas

no ano de 2015. Consequentemente, torna-se ponto de atenção tornando imperativo às Companhias que executam atividades de exploração e produção o planeamento e implementação de ações específicas que permitam a gestão e controlo adequado dos riscos e assegure as melhorias na gestão da segurança operacional.

Enfim, é necessário salientar a importância da conservação do compromisso da gestão de topo, com a habilidade de motivar e influenciar a força de trabalho, de forma ética e positiva, e o ininterrupto patrocínio de projectos de melhoria da segurança operacional, nomeadamente reforçados após o grave acidente com a unidade marítima de produção FPSO Cidade de São Mateus.

6.8. Penalizações Pecuniárias

Em decorrência do processo de fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) desenvolve permanentemente ações na forma de fiscalizações por meio de recolha e análise de dados de forma amostral, objetivando a verificação da adesão ao sistema de gestão dos agentes regulados aos requisitos existentes no regulamento técnico de segurança operacional, sendo que multas são aplicadas quando constatado incumprimento das normas relativas à Gestão da Segurança Operacional e do Meio Ambiente.

Fundamentado na pesquisa exploratória e descritiva, utilizando a técnica de análise documental, pode-se inferir que, dentre as razões principais que acarretaram a aplicação de multas, o não atendimento aos prazos estabelecidos para o saneamento de não conformidades identificadas em ações de fiscalização realizadas pela agência reguladora têm sido apresentados como um dos principais fatores, sendo acompanhado pelo incumprimento de notificações, a não realização de registos sobre a ocorrência de incidentes operacionais e, por fim, pelas não conformidades evidenciadas durante as investigações de incidentes realizadas.

Do rol das principais causas de aplicações de multas, observa-se que, apesar da atuação preventiva na forma de apresentar prazos para a correção de desvios, os agentes regulados por vezes ainda apresentam ações aquém das esperadas pela agência reguladora, ensejando a necessidade de aplicação da medida de caráter punitivo pecuniário, respeitando-se o contraditório, a ampla defesa e os demais

requisitos da legislação pertinente, sem prejuízo da manutenção da necessidade de correção do fato constatado.

A Tabela 6.7 apresenta a distribuição das infrações constantes nos autos de infração emitidos pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, objecto de condenação administrativa ano de 2016 por regulamento/tipo.

Tabela 6.7 - Distribuição das infrações constantes nos autos de infração emitidos pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, objecto de condenação administrativa ano de 2016 por regulamento/tipo. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Regulamento Infringido	Número de Infrações	Percentual do número de infrações (%)
Resolução ANP nº 43/2007 (RTSGSO)	185	63,50
Resolução ANP nº44/2009 (Comunicação de Incidentes)	50	17,20
Resolução ANP nº06/2011 (RTDT)	24	8,20
Resolução ANP nº02/2010 (RTSGI)	22	7,50
Incumprimento de notificação	5	1,71
Informação inverídica	2	0,68
Incumprimento a cláusulas de contrato de Exploração & Produção	2	0,68
Resolução ANP nº37/2005	1	0,34
TOTAL	291	100

A análise mais recente realizada no ano de 2016 permitiu verificar que, 63,5% das infrações constantes nos autos julgados se encontravam relacionadas com Resolução ANP nº 43/2007, portanto, associadas diretamente ao incumprimento do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional (SGSO).

Em comparação ao ano de 2015, que apresentou registos de um total de 96 infrações, o ano de 2016 exibiu um crescimento significativo do número de infrações em razão do aumento do número de fiscalizações e, nomeadamente, em razão da decisão do processo administrativo em primeira instância instaurado pela agência reguladora sobre o incidente de explosão no FPSO Cidade de São Mateus.

Neste grave incidente ocorrido durante a produção de gás evento que culminou em 9 fatalidades e injúrias em 26 trabalhadores resultou na condenação do Concessionário em 62 infrações, sendo 46 delas pelo incumprimento de itens da Resolução ANP nº 43/2007. 58.

A análise documental dos registos do ano de 2016 referentes a infrações aos regulamentos de gestão da segurança operacional de unidades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural permitiu verificar o aumento da recorrência das infrações relacionadas às Práticas de Gestão apontadas na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Práticas de Gestão com aumento da recorrência de infrações

- i. Capítulo 2 - Liderança, Pessoal e Gestão
 - Prática de Gestão 06: Monitorização e melhoria contínua do desempenho
 - Prática de Gestão 08: Gestão da informação e da documentação.
- ii. Capítulo 3 - Instalações e Tecnologia
 - Prática de Gestão 13: Integridade Mecânica
 - Prática de Gestão 14: Planeamento e gestão de grandes emergências.
- iii. Capítulo 4 - Práticas Operacionais
 - Prática de Gestão 16: Gestão de Mudanças.

No Gráfico 6.38 encontram-se apresentados os valores compilados das penalizações pecuniárias aplicadas e o total de valores pagos pelos agentes regulados no período compreendido entre os anos de 2009 e 2016, sendo de € 165.936.000,00 (Cento e Sessenta e Cinco Milhões e Novecentos e Trinta e Seis Mil Euros) e € 86.014.771,41 (Oitenta e Seis Milhões, Catorze Mil e Setecentos e Setenta e Um Euros e Quarenta e Um Cêntimos), respetivamente¹¹.

¹¹ Considerando a proporção entre o Euro (€) e o Real (R\$) de 1:2,65.

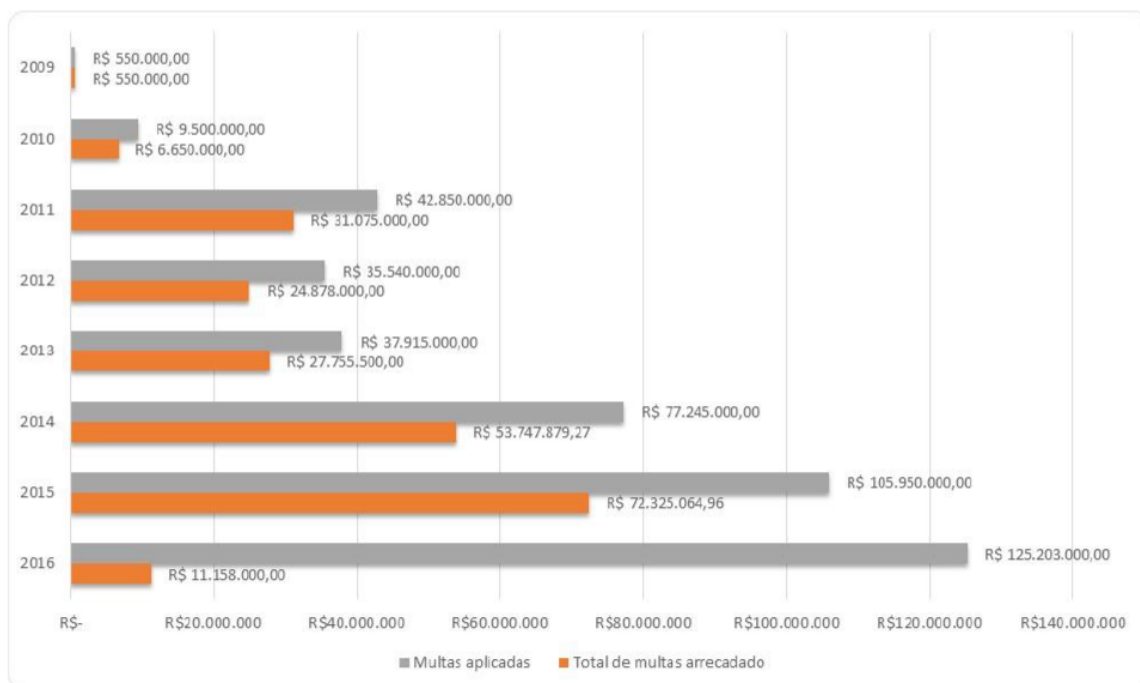


Gráfico 6.38 - Valores de multas aplicadas e recolhidas entre os períodos dos anos de 2009 e 2016.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo

No Apêndice IV é apresentado o detalhe das penalizações pecuniárias decorrentes de processo fiscalização do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente no período de 2011 a 2013.

Nestes registros pode ser verificado que foram aplicadas 82 sanções pecuniárias com um valor total aproximado de € 62.711.320,75 (Sessenta e Dois Milhões, Setecentos e Onze Mil e Trezentos e vinte Euros e Setenta e Cinco Cêntimos).

Deste valores, o total arrecadado para o Estado foi de € 33.552.452,00 (Trinta e Três Milhões, Quinhentos e Cinquenta e Dois Mil e Quatrocentos e Cinquenta e Dois Euros), valores significativos que se tivessem sido empregues em programas de segurança operacional, manutenção, modernização de equipamentos ou formação de força de trabalho evitariam ou minimizariam as sanções pecuniárias infligidas.

6.9. Interrupção Temporária das Atividades Operacionais.

Em decorrência da identificação de desvios que possam gerar risco grave e iminente às pessoas e ao meio ambiente, caracterizando não conformidades críticas, durante o processo de fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, os agentes de fiscalização da Superintendência de Segurança

Operacional e Meio Ambiente lavram, de forma cautelar, um auto de interdição, podendo este suspender total ou parcialmente a operação de uma instalação, sendo esta revertida somente após a correção das não conformidades que a ensejou.

Neste caso específico, com a lavratura auto de interdição, o agente regulado responde por processo administrativo no qual há aplicação de penalização pecuniária, podendo esta ser questionada juridicamente durante o ato administrativo.

Considerando os registos do período compreendido entre 2010 a 2016, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente realizou um total de 59 interdições decorrentes da falha no sistema de gestão em segurança operacional, sendo 46 ocorridas em atividades marítimas com a paragem de operação de 31 plataformas de produção e 15 sondas de perfuração e, 13 em campos terrestres, conforme apresentado na Tabela 6.9.

Entre os desvios que motivaram interdições realizadas nas instalações, observa-se a manutenção das causas que geralmente envolvem a ausência ou indisponibilidade de salvaguardas, ou seja, sistemas ou procedimentos críticos, considerados no projeto ou para a operação da instalação objecto da fiscalização.

Convém ressaltar que as interdições, além das penalizações pecuniárias estabelecidas pelo Agente Regulador, igualmente inflige ao Concessionário severas perdas indiretas decorrentes de:

- Perdas de produção em decorrência de paragem operacional da unidade de produção ou exploração acarretando;
- Perdas financeiras em decorrência de custo de arrendamento da unidade de produção ou exploração com ausência momentânea de operação;
- Imagem da Companhia;
- Incumprimento de contratos de comercialização de petróleo
- Subdesenvolvimento do planeamento das atividades de produção ou exploração;

Tabela 6.9 - Interdições de unidades de exploração e produção realizadas no período de 2010 a 2016. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Instalação interditada	Tipo de Instalação	Operador do Contrato	Data da interdição	Data da desinterdição
P-31	Plataforma	PETROBRAS	23/02/2016	28/03/2016
Concessão de Rabo Branco	Campo terrestre	PETROGAL	20/04/2016	02/08/2016
FPSO Cidade de Paraty	Plataforma	PETROBRAS	01/04/2016	15/04/2016
Carmópolis	Campo terrestre	PETROBRAS	27/10/2016	09/12/2016
P-48	Plataforma	PETROBRAS	17/03/2016	19/04/2016
Pampo	Plataforma	PETROBRAS	25/07/2016	31/07/2016
Ocean Valor SS-77	Sonda	PETROBRAS	10/06/2016	06/07/2016
FPWSO Dynamic Producer	Plataforma	PETROBRAS	23/01/2015	26/02/2015
ODN Tay IV	Sonda marítima	PETROBRAS	09/02/2015	02/04/2015
FPSO Cidade de São Mateus	Plataforma	PETROBRAS	13/02/2015	29/10/2015
FPSO Cidade de São Vicente	Plataforma	PETROBRAS	02/03/2015	30/03/2015
Concessão de Tiê	Campo terrestre	GRAN TIERRA	10/03/2015	20/04/2015
Paragon MSS2	Sonda marítima	PETROBRAS	17/03/2015	07/04/2015
P-58	Plataforma	PETROBRAS	18/03/2015	08/04/2015
Concessão de Tiê	Campo terrestre	GRAN TIERRA	19/03/2015	29/04/2015
Alaskan Star	Sonda marítima	PETROBRAS	23/03/2015	06/04/2015
P-65	Plataforma	PETROBRAS	28/09/2015	25/11/2015
FPSO Cidade de Santos	Plataforma	PETROBRAS	11/12/2015	04/01/2016
P-20	Plataforma	PETROBRAS	03/01/2014	03/04/2014
Vitória 1000	Plataforma	PETROBRAS	24/01/2014	20/06/2014
Noble Paul Wolf (SS-53)	Sonda marítima	PETROBRAS	28/02/2014	28/03/2014
Ocean Star	Sonda marítima	PETROBRAS	07/03/2014	17/03/2014

Instalação interdita	Tipo de Instalação	Operador do Contrato	Data da interdição	Data da desinterdição
P-55	Plataforma	PETROBRAS	01/04/2014	04/04/2014
Morro do Barro	Campo terrestre	PANERGY	30/04/2014	03/11/2014
P-62	Plataforma	PETROBRAS	26/05/2014	31/05/2014
ODN II	Sonda marítima	PETROBRAS	18/07/2014	23/07/2014
West Taurus	Sonda marítima	PETROBRAS	01/08/2014	01/08/2014
Polvo A	Sonda marítima	HRT	13/08/2014	21/11/2014
Dom João Mar	Campo terrestre	PETROBRAS	27/08/2014	15/01/2015
Miranga	Campo terrestre	PETROBRAS	06/11/2014	21/11/2014
Miranga	Campo terrestre	PETROBRAS	07/11/2014	21/11/2014
Ocean Worker	Campo terrestre	PETROBRAS	02/12/2014	12/12/2014
Fazenda Alegre	Campo terrestre	PETROBRAS	16/12/2014	19/01/2015
Fazenda Alegre	Campo terrestre	PETROBRAS	18/12/2014	24/12/2014
FPSO Cidade de Itajaí	OOG TK	PETROBRAS	17/01/2013	08/02/2013
PCM-03	PETROBRAS	PETROBRAS	08/03/2013	28/03/2013
PCM-04	PETROBRAS	PETROBRAS	08/03/2013	15/03/2013
PCM-05	PETROBRAS	PETROBRAS	08/03/2013	14/03/2013
PCM-08	PETROBRAS	PETROBRAS	08/03/2013	28/03/2013
PGA-03	PETROBRAS	PETROBRAS	08/03/2013	14/03/2013
Jacutinga	PETROBRAS	PETROBRAS	11/03/2013	05/04/2013
FPSO Cidade de Paraty	SBM	PETROBRAS	10/05/2013	29/05/2013
Deepsea Metro II	ODFEL	PETROBRAS	01/12/2013	06/12/2013
Ensco DS-	ENSCO	BP	06/12/2013	12/12/2013
FPSO Frade	CHEVRON	SBM	20/03/2012	30/04/2013
FWPSO Dynamic Producer	PETROBRAS	VENTURA	19/03/2012	28/06/2013

Instalação interditada	Tipo de Instalação	Operador do Contrato	Data da interdição	Data da desinterdição
Peregrine I (NS -16)	PETROBRAS	ETESCO	03/02/2011	21/02/2011
FPSO Maersk Peregrino	STATOIL	Maersk	14/03/2011	29/03/2011
Transocean Driller (SS-50)	ONGC	TRANSOCEAN	16/06/2011	20/10/2011
P - 37	PETROBRAS	PETROBRAS	27/06/2011	11/07/2011
FPSO OSX-1	OGX	OGX	10/11/2011	27/01/2012
FPSO Frade	Chevron	SBM	29/11/2011	A plataforma foi descomissionada para reparos em Singapura.
Ocean Courage (SS-75)	PETROBRAS	BRASDRIL	29/7/2010	15/8/2010
P-33	PETROBRAS	PETROBRAS	13/8/2010	29/10/2010
West Orion (SS-78)	PETROBRAS	SEADRIL	15/9/2010	1/10/2010
P-35	PETROBRAS	PETROBRAS	24/9/2010	22/10/2010
P-27	PETROBRAS	PETROBRAS	8/10/2010	22/03/2011
Ocean Scepter	PETROBRAS	BRASDRIL	10/12/2010	22/03/2011
Pride South Atlantic	PETROBRAS	PRIDE	30/12/2010	25/01/2011

CAPÍTULO 7. ESTUDO DE CASO

7.1. Empresa

A empresa objeto deste estudo de caso, conforme apresentação empresarial disponível no sítio eletrônico da companhia, é uma Companhia Brasileira de capital aberto cujo objetivo é o desenvolvimento de atividades vinculadas ao sector de energia, buscando resultados sem abrir mão de práticas responsáveis, conjugando viabilidade financeira, proteção ambiental e segurança operacional. Desde 2013, a Companhia tem sofrido transformações e, após um exitoso processo de reestruturação, busca a consolidação da sua posição como importante *player* nacional no seu campo de ação.

A companhia iniciou suas atividades em novembro de 2007, quando participou da 9ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios da ANP, na qual foram concedidos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás em blocos exploratórios, dentre eles, os blocos BM-C-39, BM-C-40 e BM-C-41, localizados na Bacia de Campos, sendo que os dois primeiros abrigam o campo de Tubarão Martelo e o último, o campo de Tubarão Azul.

A produção de petróleo foi iniciada em janeiro de 2012, no campo de Tubarão Azul, o qual permaneceu em produção até meados de 2015, tendo sido extraídos, aproximadamente, 6.5 milhões de barris de petróleo.

Em dezembro de 2013, a Companhia iniciou a produção de petróleo no campo de Tubarão Martelo, o qual permanece em produção até os dias atuais, sendo, no momento, o único campo operado pela companhia. A produção no campo de Tubarão Martelo encontra-se a ser realizada por meio do FPSO OSX-3 e, até o ano de 2017, produziu mais de 14 milhões de barris de petróleo.

Na Figura 7.1 é apresentado o mapa de localização e na Figura 7.2 o mapa do reservatório no *ring-fence* do Campo de Tubarão Martelo, respetivamente.

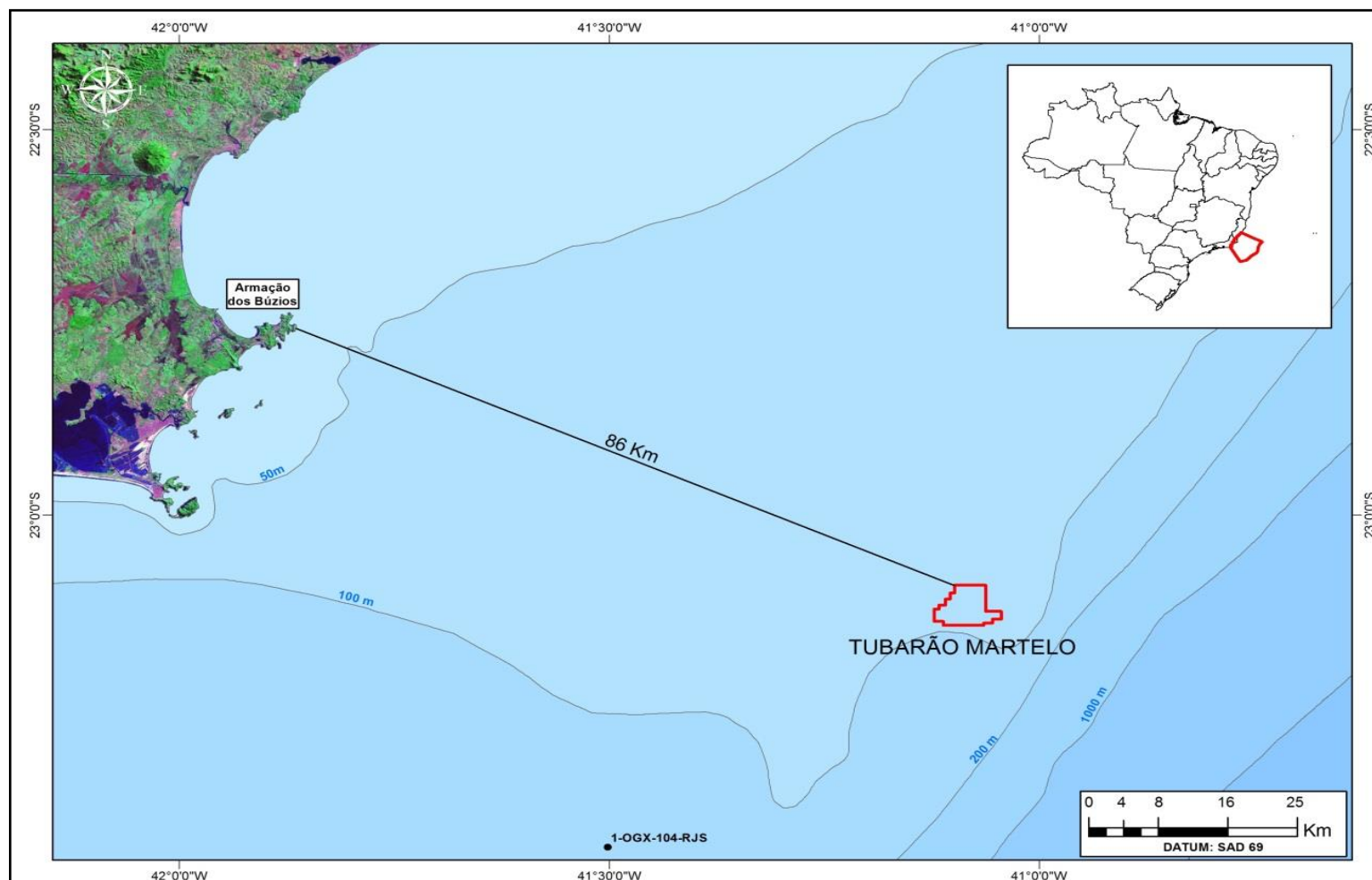


Figura 7.1 - Mapa de localização do Campo de Tubarão Martelo. Fonte: Dommo Energia

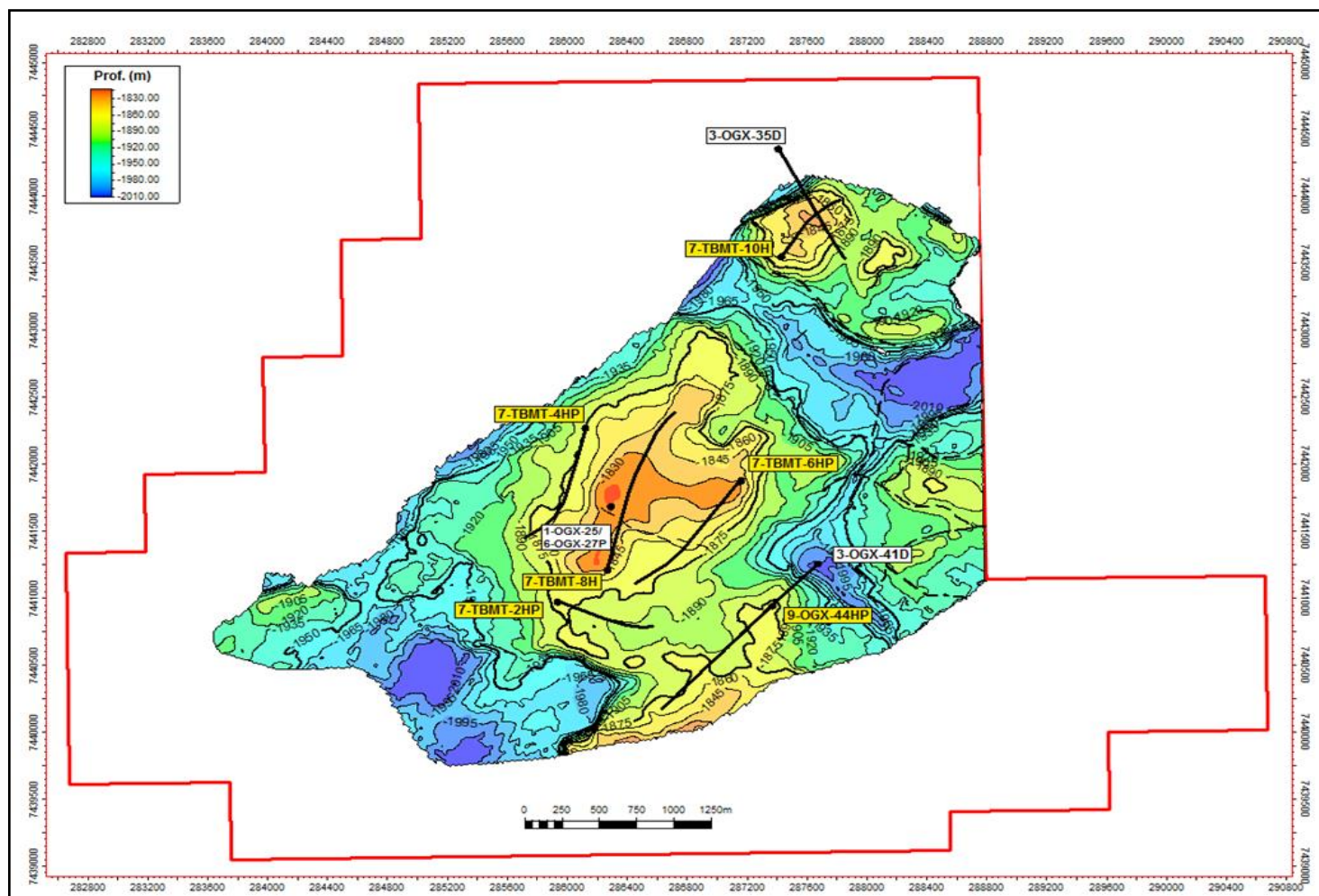


Figura 7.2 - Mapa do reservatório no ring-fence do Campo de Tubarão Martelo. Fonte: Dommo Energia

A companhia possui, ainda, participação de 40% no bloco BS-4, localizado na Bacia de Santos, tendo iniciado sua produção em maio de 2018 e, mantém participação na Eneva S.A. representando 1,57% do seu capital social.

A Eneva é uma empresa integrada de energia com 2,1 GW de capacidade instalada, que atua na geração e comercialização, e na Exploração e Produção (E&P) de hidrocarbonetos no Brasil.

A Companhia apresenta um modelo estrutural organizacional hierarquizado constituído pelo Diretor Presidente, 3 Directores, 8 Gerentes e 11 Coordenadores.

A organização interna dos serviços dá-se por meio das diretrizes estabelecidas e planeamento estratégico das Directorias de Operações, Administrativa e Financeira & Relação com Investidores.

A execução de macro ações é baseada no planeamento tático definido em conjunto com as Gerências de Elevação & Processamento, Engenharia Submarina, Reservatório & Relacionamento com a ANP; Jurídico; Planeamento Financeiro; Desenvolvimento da Produção & Descomissionamento, Novos Negócios & Parcerias e Finanças Corporativas.

Em nível operacional, as ações são baseadas no planeamento definido em conjunto com as Coordenações de Segurança do Trabalho, Meio Ambiente, Higiene & Saúde Ocupacional, Fiscal, Comunicação; Auditoria Interna, Contabilidade, Logística, Compras, Manutenção, Operação, Tecnologia da Informação, Tesouraria.

Desta forma, o estudo de caso objecto desta dissertação compreende avaliação, compreendida entre janeiro de 2014 a dezembro de 2017, da operação de produção de petróleo no Campo de Tubarão Martelo, efetuada com a Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência, no litoral do Estado do Rio de Janeiro – Brasil, que dista 80 km do litoral do Concelho de Armação de Búzios e fundura de 106 metros.

7.2. Características Físicas do Projecto de Produção

Em operação há cinco anos, a atual concepção de produção para o Campo de Tubarão Martelo conta com uma Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e

Transferência, o FPSO OSX-3, ao qual todos os poços, com completação submarina, são ligados.

O processamento dos fluidos coletados dos poços (petróleo) é feito no FPSO, assim como o sistema de geração de energia que atende, entre outros consumos do próprio navio, a planta de processo e as bombas elétricas centrífugas de fundo dos poços produtores.

Todos os seis poços produtores, já perfurados, são horizontais ou levemente inclinados em relação às camadas. Esses foram completados no trecho da formação produtora, protegidos por tubos sem cimentação com segmentos telados separados por de obturadores externos hidráulicamente infláveis. Esse sistema foi concebido para permitir a estimulação ácida do carbonato em segmentos individualizados.

A coluna de produção possui um mandril para injeção de produtos químicos para auxiliar o tratamento do óleo produzido e um mandril de PDG com sensores de pressão e temperatura de fundo. Os poços produtores foram equipados com válvulas de segurança de subsuperfície do tipo DHSV, com acionamento hidráulico direto e foram instaladas bombas do tipo BCS, como método principal de elevação artificial.

As ANMH estarão equipadas com válvulas de fechamento automático de acionamento hidráulico direto, do tipo *Fail Safe* para segurança e os poços são interligados ao FPSO através de um *bundle* composto por linhas de produção e serviço/gás *lift* e umbilical eletro hidráulico.

O umbilical possui as facilidades para acionamento das válvulas da ANMH, acionamento do motor do BCS, aquisição de dados e injeção de químicos. A linha de serviço / gás lift teria multifunção, ajudando na partida dos poços, na passagem do “PIG”, na limpeza do sistema e na injeção do gás *lift*, esse último não viável para o campo.

O FPSO OSX-3 possui capacidade de processamento de 25.430 m³/dia (160.000 bpd) de líquido, 15.900 m³/dia (100.000 bpd) de óleo, tratamento e compressão de 1,5 milhões de m³/dia de gás e capacidade de armazenagem de 217.800 m³ (1.370.000 bbl), ancorado em lâmina d’água de 105m.

O sistema de ancoragem do OSX-3 é do tipo Single Point Mooring (SPM), com linhas de ancoragem convergindo para o mesmo através de um turret externo instalado

na proa da embarcação. É através desse turrete que se conectam os chamados risers de produção, hoje limitado a quatro poços, apenas.

Em função dos baixos volumes, o gás produzido no campo não está sendo utilizado. Apesar das dificuldades apresentadas para seu aproveitamento, a Companhia se empenhou na busca de soluções para o aproveitamento dos recursos de gás natural existentes no Campo de Tubarão Martelo.

Dentro do compromisso da empresa em seguir as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, além da preservação do meio ambiente. Entretanto, dada a desproporção no dimensionamento do sistema de processo e a produção atual, o gás disponível é queimado por estar bem abaixo da vazão mínima requerida pelos turbogeradores. Presentemente o diesel é utilizado como fonte de combustível no sistema de geração de energia.

O sistema de injeção de água foi projectado para usar a água do mar captada através das bombas de elevação de água instaladas no casco do navio. Após o tratamento, a água é bombeada por um conjunto de bombas centrífugas com capacidade para atender à vazão de projeto, em pressão máxima de 259 kgf/cm².

O petróleo extraído dos 4 poços de produção é tratado na planta de processo e armazenado no FPSO para posterior exportação por navio aliviador. A água produzida, proveniente do processamento do petróleo é tratada em baterias de hidrociclones, flotores e resfriadores, e enquadrada em um teor de óleos e graxas inferior a 29 ppm, especificado para descarte seguro no mar.

7.3. Descrição da Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSO)

Uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência é uma embarcação usada pela indústria *offshore* para a produção de petróleo e gás. O processamento de hidrocarbonetos dá-se através da planta de processamento primário presente em seu convés, seguido pelo armazenamento nos tanques de carga e o escoamento da produção por meio de transferência para navio tanque aliviador.

Devido à necessidade crescente de executar atividades de produção de petróleo em águas com profundidades cada vez mais elevadas e, ao fim da vida útil de diversos navios petroleiros, os FPSOs, foram construídos para atender essas áreas específicas

de grande lâmina d'água e afastadas da costa, onde não há existência de dutos marítimos para o escoamento da produção.

Inicialmente, os cascos dos navios petroleiros desativados eram usados para a construção dessas instalações devido ao valor de investimento e otimização do tempo de construção. Atualmente há projetos de construção que se iniciam a partir da construção do casco.

A tendência mundial é de que os FPSOs tomem o lugar das plataformas semissubmersíveis devido ao fato de serem possuidores de grande capacidade e disponibilidade de armazenamento e espaço (GROVE, 2005).

Neste estudo de caso, a unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de produção que serviu para avaliação do Sistema de Gestão de Segurança operacional denomina-se OSX-3.

A embarcação inicialmente era um navio tanque de petróleo cru construído em 1989 pela Daewoo Ship Building & Heavy Machinery LTD, obedecendo a critérios estritos de segurança e confiabilidade dos sistemas componentes. O próprio navio (embarcação), a área de processo (equipamentos de *topside*), *turret*, bem como os outros equipamentos foram construídos de acordo com a regra de classe do *American Bureau of Shipping* (ABS).

O OSX-3 é composto da embarcação propriamente dita, da área de processo (*topside*), do *turret*, onde as linhas de chegada de óleo (*risers*) dos 4 poços satélites produtores são conectadas e do sistema de ancoragem.

Os principais sistemas que compõe o FPSO OSX-3 são:

- Sistema de Geração de Energia
- Sistema de Separação e Tratamento e Compressão de Óleo
- Sistema de Tratamento e compressão de Gás
- Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte/Destinação de Fluidos
- Sistema de Gás Combustível
- Sistema de Flare e Vent
- Sistema de Transferência de Petróleo
- Sistema de Água do Mar
- Sistema de Gás Inerte
- Sistema de Injeção Química

- Sistema de Ancoragem
- Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento
- Sistema de Combate a Incêndio
- Detecção de vazamento de óleo diesel, petróleo, óleo usado ou água oleosa
- Sistemas de Manutenção
- Sistemas de Segurança
- Sistemas de Medição e Monitorização
- Sistema de Geração de Energia de Emergência

Todo o processamento dos fluidos coletados dos poços é realizado no FPSO, assim como todo o sistema de geração de energia, que distribui energia elétrica para as Bombas Centrífugas Submersas dos poços produtores de completação submarina.

O FPSO produz com os 4 poços satélites e, neste momento, tem previsão de interligar outros poços de produção.

A Figura 7.3, a seguir, fornece a visão do FPSO OSX-3 em operação no Campo de Tubarão Martelo, local de produção de petróleo e a Figura 7.4 apresenta o esquema do FPSO e dos poços produtores.



Figura 7.3 - Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de produção OSX3.
Fonte: Dommo Energia

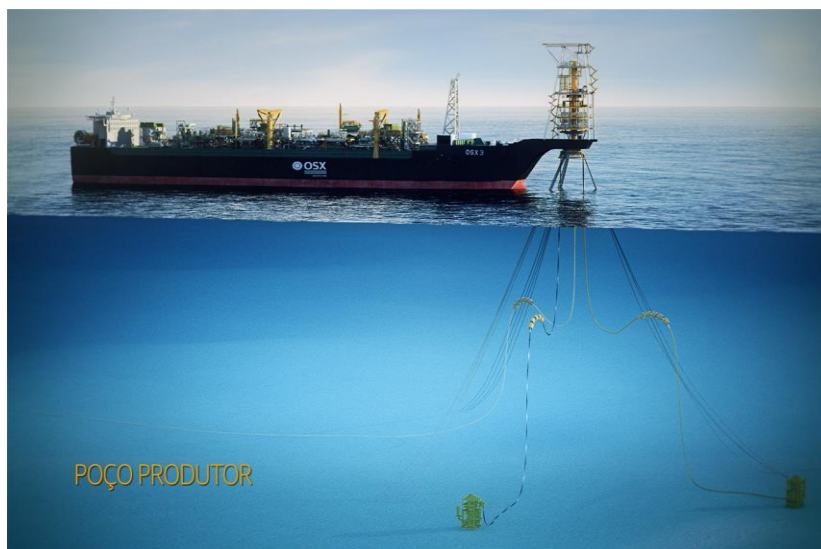


Figura 7.4 - Esquema da Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de produção OSX3. e dos poços produtores. Fonte: Dommo Energia

No Apêndice V. encontra-se a descrição, com todos os pormenores, da Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência - FPSO OSX3.

7.4. Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.

A organização dos serviços cabe a Coordenação de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional (SMS) da Companhia, que tem a atribuição de assessorar a Directoria de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e atuar nos processos, tarefas e atividades relativas à área de segurança operacional, englobam disciplinas referentes à Segurança Operacional:

- Segurança de Processo
- Segurança do Trabalho
- Gestão Ambiental
- Licenciamento Ambiental
- Gestão de Riscos Operacionais
- Gestão de Emergências
- Higiene Industrial
- Saúde Ocupacional
- Fiscalizações
- Investigação de Acidentes

Estas disciplinas, de forma integrada e continuada, suportam o objetivo de manter as atividades das operações *offshore* e *Onshore* em conformidade com o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural, Portaria nº 43 da Agência Nacional do Petróleo.

A organização dos serviços da Coordenação de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional consiste na realização das seguintes rotinas laborais:

- Participar da elaboração e condução do Sistema de Gestão e Política do Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional em atendimento aos requisitos da ANP, ANVISA, IBAMA, MTE, MB;
- Elaborar especificação de serviços de Segurança do Trabalho, Gestão de Riscos, Gestão de Emergências, Auditorias, Licenciamento Ambiental, Monitorização Ambiental, Projetos Ambientais, e Investigação de Acidentes;
- Elaborar, implementar e divulgar a política de SMS, assim como acompanhar o cumprimento da mesma;
- Definir procedimentos, elaborar instruções e promover formação e informação nos procedimentos e instruções referentes à área de Segurança do Trabalho, Meio Ambiente Gestão de Riscos, Gestão de Emergências Auditorias Licenciamento Ambiental, Monitorização Ambiental, Projetos Ambientais e Investigação de Acidentes, assegurando sua implementação efetiva;
- Identificar desvios nos processos e implantar ações para prevenir ocorrência de quaisquer desconformidades relativas à Segurança do Trabalho, Higiene, Meio Ambiente, Gestão de Riscos, Gestão de Emergências Auditorias e Investigação de Acidentes e propor ações correctivas;
- Conhecer e acompanhar a implementação das normas regulamentadoras do MTE e demais requisitos legais aplicáveis à área de SMS;
- Implementar programas de Segurança do Trabalho e Saúde Ocupacional (PPRA, PCMSO, Laudo Ergonómico) e de Meio Ambiente (PSMS, PCAC, PEAT, PCP, entre outros);
- Realizar e/ou acompanhar auditorias internas e externas de Segurança do Trabalho, Meio Ambiente, Gestão de Riscos, Gestão de Emergências em sonda, embarcação, base de apoio e demais empresas contratadas;
- Avaliar resultados de SMS e elaborar relatórios de gestão e de resultados/indicadores de SMS;
- Pesquisar e avaliar as alternativas tecnológicas existentes no mercado para atuação em Segurança do Trabalho, Meio Ambiente e emergência;

- Planejar, acompanhar e executar exercícios simulados e atuar em situações reais de emergência, dando suporte operacional e identificando oportunidades de melhoria para situações de emergência futuras;
- Coordenar investigações de incidentes/acidentes
- Gestão de contratos de serviços
- Colaborar com a CIPA em seus programas; Participar da Elaboração e implementação análises de riscos das atividades;
- Definir e especificar os EPI's necessários para as atividades, instruir os colaboradores quanto à correta utilização, manuseio e descarte;
- Adequar sondas, embarcações e bases de apoio offshore para inspeção do IBAMA, ANP, ANVISA, MTE e MB
- Definição dos requisitos aplicáveis ao transporte offshore de resíduos
- Realizar inspeções de Segurança em edificações próprias (Sede e Embarcação) e de Terceiros (Bases e Locais para audiência pública)

Como resultado do desempenho em SMS, a Companhia obteve em 2017 a certificação de seu Sistema de Gestão nas Normas ISO 9.001 - Sistema de Gestão da Qualidade (versão 2015), ISO 14.001 - Sistema de Gestão Ambiental (versão 2015) e OHSAS 18.001 - Sistema de Gestão em Segurança e Saúde Ocupacional após auditoria realizada pelo British Standards Institution (BSI), órgão nacional de padrões do Reino Unido.

7.5. Análise de Desempenho do Sistema de Gestão de Segurança Operacional da Companhia

A análise de indicadores de desempenho da atividade de produção marítima compreendeu o período de operação da unidade entre janeiro de 2014 a dezembro de 2017. Esta avaliação foi realizada para cada ano de operação e considerou as componentes referentes à continuidade operacional, segurança operacional e do trabalho, higiene industrial, saúde ocupacional e meio ambiente.

a) Ano de 2014

Em decorrência do primeiro ano de operação e de ajustes necessários ao processo, houve no ano de 2014 um número significativo de eventos que afetaram a continuidade operacional da planta de processo (15)

Os eventos foram acarretados por descontrolo do nível do vaso separador de produção (4), acionamento indevido da válvula de fecho de emergência (3), falhas no

sistema de geração de energia principal (5), falha no controlador dos sinais do sistema de segurança de geração de energia (2) e acionamento indevido do sistema de parada da planta (1).

Na área de segurança do trabalho ocorreram 5 acidentes pessoais, sendo 2 escoriações, 2 torções e 1 queda de mesmo nível. Em decorrência dos acidentes pessoais foram realizados atendimentos de primeiros socorros, não sendo necessário afastamento do trabalho.

Na área ambiental, não foi registrada descarga de óleo ou outra substância nociva no mar. A meta de zero descarga foi obtida através da adoção de medidas identificadas em processos de investigação das causas de incidentes de instalações similares, dentre os quais se pôde identificar:

- Melhoria nos procedimentos e equipamentos utilizados na transferência de óleo diesel;
- Aprimoramento do programa de inspecção e manutenção dos equipamentos utilizados;
- Informação e formação de força de trabalho que executa operações de movimentação de produtos químicos e combustíveis.

Quanto a Saúde Ocupacional, a empresa atingiu a meta de 100% de realização dos exames médicos ocupacionais, permitindo assim a completa monitorização da saúde de seus colaboradores.

b) Ano de 2015

Em 2015, houve melhoria significativa em relação à continuidade operacional da planta de processo. Ao todo foram registadas 5 paragens da planta de processo, sendo 1 acionamento indevido da válvula de fecho de emergência, 3 falhas no sistema de geração de energia principal, 1 falha no controlador dos sinais do sistema de segurança de geração de energia e 1 acionamento indevido do sistema de parada da planta.

Na área de segurança do trabalho, apesar de todas as atividades dedicadas a gestão e controlo dos riscos operacionais da atividade de produção, dentre as quais se pôde destacar as auditorias internas e fiscalizações externas, inspecção de segurança, inspecção de Marinha do Brasil, ainda houve registos de 3 incidentes, sendo 1 torção, 1 queda do mesmo nível e 1 prensagem de mão.

Em decorrência dos acidentes pessoais foram realizados atendimentos de primeiros socorros, sendo necessário afastamento do trabalho o evento com prensagem de mão.

Na área ambiental, pelo segundo ano consecutivo não foi registrada descarga de óleo ou outra substância nociva no mar.

Quanto a Saúde Ocupacional, a empresa atingiu pelo segundo ano consecutivo a meta de 100% de realização dos exames médicos ocupacionais, permitindo assim a completo monitorização da saúde de seus colaboradores.

c) Ano de 2016

Em 2016, o desempenho em relação à continuidade operacional da planta de processo apresentou novamente evolução em relação aos dois primeiros anos de operação. Ao todo foram registrados 2 paragens da planta de processo, sendo 1 falha interna na CPU e 1 acionamento espúrio do sistema de paragem da planta.

Na área de segurança do trabalho, não houve registos de acidentes pessoais. A contínua ação de informação e formação da força de trabalho contribuiu para a realização de uma operação mais segura.

Na área ambiental, pelo terceiro ano consecutivo não foi registrada descarga de óleo ou outra substância nociva no mar.

Quanto à Saúde Ocupacional, a empresa atingiu pelo terceiro ano consecutivo a meta de 100% de realização dos exames médicos ocupacionais, permitindo assim a completa monitorização da saúde de seus colaboradores.

No período de 08 a 12 de agosto de 2016 a Agência Nacional do Petróleo realizou auditoria de fiscalização do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) na atividade de produção no Campo de Tubarão Martelo, operação esta realizada pela Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência OSX-3.

O escopo da presente ação de fiscalização foi a verificação da aderência do sistema de gestão as 17 Práticas de Gestão do Regulamento Técnico do SGSO, nos termos do inciso 11, § 3º, Art. 1º da Resolução ANP nº 43/2007.

O relatório com o resultado processo de fiscalização com a identificação de desvios no sistema de gestão em segurança operacional com potencial de gerar risco às pessoas e ao meio ambiente foi encaminhado a empresa em janeiro de 2017.

Nessa ação de fiscalização foram identificados um total de 16 (dezesesseis) notificações de desconformidades, sendo 2 (duas) graves, 9 (nove) moderadas e 5 (cinco) leves.

As falhas identificadas no sistema de gestão abrangeram os requisitos destacados na Tabela 7.1 do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO).

Tabela 7.1 - Requisitos do SGSO onde as falhas se enquadram

Capítulo 2: Liderança, Pessoal e Gestão
• Prática de Gestão 03: Qualificação, Formação e Desempenho do Pessoal;
• Prática de Gestão 04- Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos;
• Prática de Gestão 05: Seleção, Controlo e Gestão de Contratadas;
• Prática de Gestão 06: Monitorização e Melhoria Contínua do Desempenho;
• Prática de Gestão 07: Auditorias;
• Prática de Gestão 08: Gestão de Informação e da Documentação;
Capítulo 3: Instalações e Tecnologia
• Prática de Gestão 11- Elementos Críticos de Segurança Operacional;
• Prática de Gestão 12: Identificação e Análise de Riscos;
• Prática de Gestão 13: Integridade Mecânica;
Capítulo 4: Práticas Operacionais
• Prática de Gestão 15: Procedimentos Operacionais;
• Prática de Gestão 16: Gestão de Mudanças;

Nos termos da Resolução ANP nº 37/2015, o Concessionário é responsável por:

- Sanar, no prazo máximo de 30 (trinta) dias a contar do recebimento deste Ofício, as desconformidades classificadas como graves;
- Sanar, no prazo máximo de 90 (noventa) dias a contar do recebimento deste Ofício, as desconformidades classificadas como moderadas;
- Sanar, no prazo máximo de 180 (cento e oitenta) dias a contar do recebimento deste Ofício, as desconformidades classificadas como leves.

O tratamento correctivo e abrangente das falhas identificadas no sistema de gestão foram devidamente implementado no período de janeiro a julho de 2017, tendo sido verificada e comprovada a efetividade das acções posteriormente.

d) Ano de 2017

Em 2017, o desempenho em relação à continuidade operacional da planta de processo apresentou novamente evolução em relação aos três primeiros anos de operação. Ao todo foi registrada 1 paragem da planta de processo sendo decorrente de falha no controlador dos sinais do sistema de segurança de geração de energia.

Na área de segurança do trabalho, pelo segundo ano consecutivo não houve registos de acidentes pessoais. A contínua ação de informação e formação da força de trabalho contribuiu para a realização de uma operação mais segura.

Na área ambiental, pelo quarto ano consecutivo não foi registrada descarga de óleo ou outra substância nociva no mar. Além do contínuo processo de informação e formação, foi igualmente executado a execução de simulados com os cenários de emergência.

Quanto a Saúde Ocupacional, a empresa atingiu a meta de 100% de realização dos exames médicos ocupacionais, permitindo assim a completo monitorização da saúde de seus colaboradores.

e) Análise Global

A análise crítica global do período de janeiro de 2014 a dezembro de 2017 demonstra que o Sistema de Gestão da Segurança Operacional apresentou uma melhoria de desempenho nos últimos anos.

Essa evolução caracterizou o amadurecimento da cultura de segurança na Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência e na Sede da Companhia, resultado este comprovado pela evolução dos indicadores de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.

No Gráfico 7.1 são apresentados os registos dos eventos compreendidos entre janeiro de 2014 a dezembro de 2017 e que estavam relacionados à continuidade operacional, fatos estes que acarretaram paragem da planta de processo.

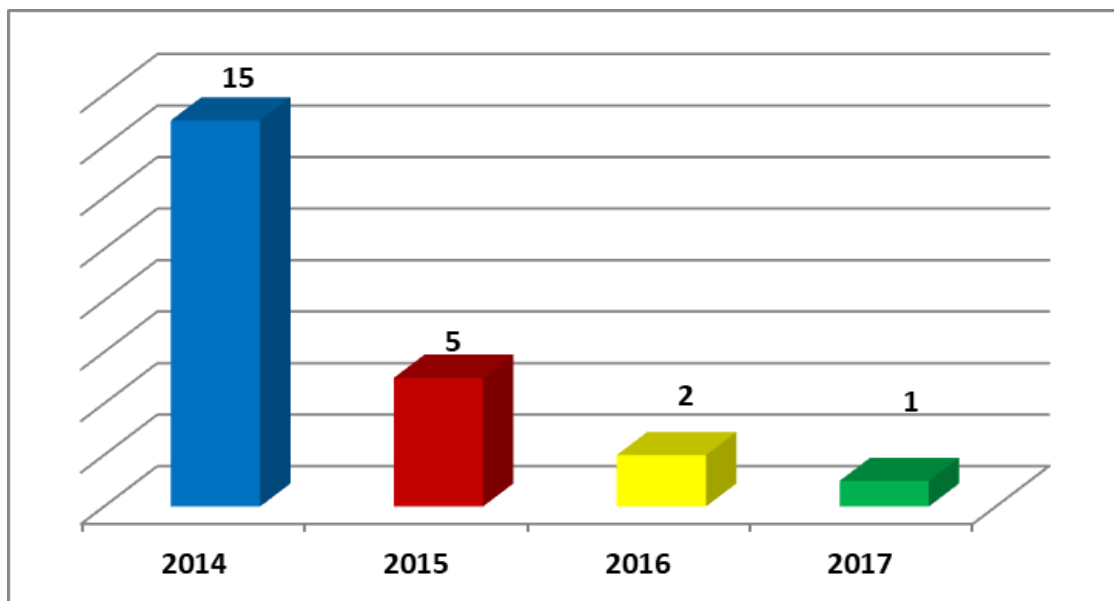


Gráfico 7.1 - Eventos com paragem da planta de processo no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2017. Fonte: Elaborado pelo autor

Como pode ser constatado, após o primeiro ano de operação, onde foram registados um número significativo de recorrências de paragem da planta, basilarmente consequente por falhas espúrias da programação lógica do sistema de controle e automação de processos, eventos estes comumente esperados em projetos novos, foram implementados os ajustes necessários no processo e obtidos o conjunto de conhecimentos necessário a operação.

Os incidentes operacionais de processo registados no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2017 foram devidamente investigados para determinação das causas e definição de ações que objetivaram evitar a recorrência de eventos de mesma natureza. Para tanto, foram realizadas ações correctivas e preventivas, de entre as quais, se pôde destacar:

- Reforço na monitorização de sistemas e equipamentos das unidades;
- Melhorias nos planos de inspecção e manutenção;
- Revisão e criação de rotinas operacionais;
- Reforço das atividades de consciencialização e formação da força de trabalho;
- Comunicação das lições aprendidas de incidentes nas reuniões de segurança da unidade.

De mesma natureza, os quase acidentes de maneira geral tratam-se de eventos precursores de acidentes, ou seja, eventos que possuem potencial para escalonamento

e se tornarem eventos de dano (acidentes pessoais ou incidentes operacionais) em caso de falha em uma ou mais barreiras de segurança.

Portanto, como se era esperada sua ocorrência em maior quantidade, medidas análogas foram implementadas, inclusive com a investigação para determinação de suas causas e definição de ações para evitar sua recorrência.

Convém salientar que durante o período em análise deste estudo de caso não houve registros de incidentes as tipologias acidentais comumente identificadas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural:

- Perda de contenção significativa de gás inflamável
- Perda de contenção maior de gás inflamável
- Abalroamento significativo
- Abalroamento maior
- Incêndio significativo
- Incêndio maior
- Perda significativa de controle de poço
- Perda maior de controle de poço

No Gráfico 7.2 são apresentados os registros dos eventos compreendidos entre janeiro de 2014 a dezembro de 2017 e que estavam relacionados acidentes pessoais durante atividades rotineiras e não rotineiras na unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência ou durante atividades de petróleo para o navio aliviador ou transferência de produtos.

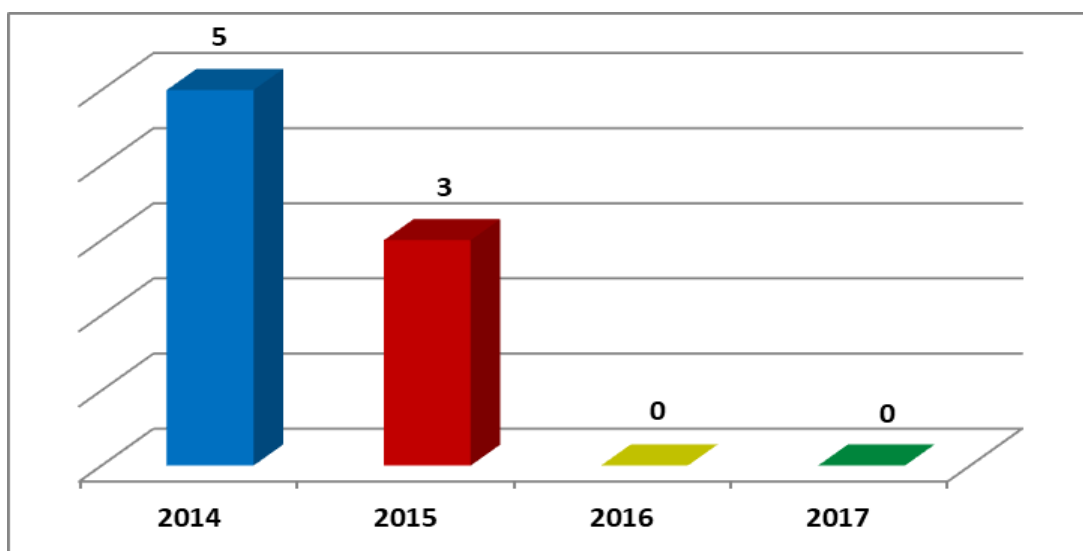


Gráfico 7.2 - Acidentes Pessoais durante atividades rotineiras e não rotineiras no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2017 Fonte: Elaborado pelo autor

Como pode ser constatado, as diretrizes estabelecidas na Política da Companhia, cujo enfoque de segurança operacional, preservação da saúde do trabalhador e proteção ao meio ambiente, foram apropriadamente materializadas por meio de um robusto planejamento alicerçado nas ações de formação e gestão de riscos.

Consequentemente, os registos obtidos no período representam uma consolidada cultura de prevenção e elevados padrões de segurança estabelecidos, resultando inicialmente na redução e seguidamente na eliminação de acidentes pessoais.

As lições aprendidas de incidentes de outras unidades operacionais semelhantes foram divulgadas durante as reuniões específicas com a força de trabalho e comissão de empregados, inclusive com casos do *Center for Chemical Process Safety* (CCPS) referente ao programa *Safety and Chemical Engineering Education* (SACHE), abordando assim diversos temas de segurança de processo.

Convém salientar que durante o período em análise deste estudo de caso não houve registos de fatalidades comumente ocorridas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural:

Na área de saúde ocupacional, o planejamento e a implementação de programas específicos para vigilância da saúde e a promoção da qualidade de vida por meio da realização de exames médicos ocupacionais compreendidos entre janeiro de 2014 a dezembro de 2017 permitiu a completa monitorização da saúde de seus colaboradores.

Durante o período em análise deste estudo de caso não houve registos de doenças ocupacionais ou distúrbios psicossociais comumente ocorridas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural:

Em relação ao meio ambiente, no período em análise, janeiro de 2014 a dezembro de 2017, não foram registados eventos danosos decorrentes de vazamentos de petróleo, diesel, produtos químicos e água oleosa de tanques da unidade flutuante de produção para o navio aliviador ou de transferência de produtos.

Além do ininterrupto processo de informação e formação, foi igualmente executado ao longo dos 4 anos do período em análise a execução de simulados de emergência com abrangência para todos os cenários identificados em estudos de análise de riscos.

O bom desempenho obtido foi resultado das ações correctivas e preventivas empreendidas e do esforço da gestão de topo, bem como o aprimoramento continuado do processo de gestão de segurança operacional implementado, sendo atualmente uma ferramenta lógica, flexível e adequada à dimensão e à atividade da Companhia, centrado em perigos e riscos de carácter genérico e específico, associados à referida atividade.

A Gestão da Segurança Operacional do FPSO foi fundamentada em 25 estudos de segurança, com um total de 515 recomendações de segurança apropriadamente implementadas e documentadas, que permitiram uma prévia identificação e análise dos riscos com potencial para resultar em incidentes.

Os estudos, que se apresentam de forma geral superior as demais unidades em operação no Brasil, são apresentados na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 - Estudos de análise de riscos aplicados ao FPSO. Fonte: Elaborado pelo Autor.

Descrição do Estudo de Riscos	Nº Total de Recomendações	Nº Total de Recomendações Implementadas
Exaustão Ácida e Exaustão do Incinerador	6	6
Análise de Ventilação dos Tanques de Carga	3	3
Matriz de Causa & Efeito ¹²	-	-
Queima a Frio e Ácida ¹³	-	-
Queda de Objectos	9	9
Estratégias de Escape, Refúgio Temporário e Evacuação.	5	5
Exaustão e Ventilação	4	4
Risco de Explosão	10	10
Risco de Incêndio	5	5
Deteção de Gás	8	8
Avaliação e Gestão de Riscos de H ₂ S	9	9
Estudo de Identificação de Perigos (HAZID)	34	34
Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP)	317	317
Avaliação de Risco à Saúde Ocupacional	16	16
Dispersão da Exaustão do Gás do Incinerador	3	3

12 Nota. Matriz visa identificar e priorizar os modos de falhas.

13 Nota. As operações não são consideradas indevidamente afetadas por uma liberação não-solicitada de qualquer um dos flares.

Descrição do Estudo de Riscos	Nº Total de Recomendações	Nº Total de Recomendações Implementadas
Avaliação de Risco do Convés Principal ¹⁴	-	-
Estudo de Ruído Ocupacional	3	3
Análise Quantitativa de Riscos (QRA)	4	4
Análise de Ancoragem	14	14
Estudo de nível de integridade de Segurança (SIL)	7	7
Análise de Camadas de Proteção (LOPA) ¹⁵	-	-
Identificação de Perigos de Transporte	30	30
Segurança Operacional das Instalações (SGSO)	20	20
Integridade dos Sistema Submarino (SGSS)	4	4
Integridade dos Poços de Petróleo (SGIP)	4	4

Conforme padrões de segurança funcional baseados no padrão IEC 61508, O FPSO apresenta estudo de Nível de Integridade de Segurança, determinado com base em vários fatores quantitativos em combinação com fatores qualificativos, como o processo de desenvolvimento e o gerenciamento do ciclo de vida de segurança.

Objetivando responder questões relativas ao número e eficiência das salvaguardas existentes, através de uma abordagem sistemática, foi igualmente realizado estudo de Análise de Camadas de Proteção (LOPA) avaliando o risco de cenários de acidente considerando as camadas independentes de proteção pertinentes e determinando a existência de camadas suficientes para proteção dos cenários.

Por conseguinte, se pode concluir que o atual Sistema de Gestão da Segurança Operacional, como método lógico e gradual, baseou-se em critérios relevantes para segurança operacional e à preservação ambiental nas atividades offshore de exploração e produção de petróleo e gás natural, em normas e em comportamentos, através da gestão efectiva de riscos perigosos e de riscos no local de trabalho.

Esta sistemática estabelecida e funcional permitiu decidir o que era necessário fazer, como fazer melhor, de acompanhar os progressos no sentido dos objetivos estabelecidos, de avaliar a forma como seria feito e de identificar áreas a aperfeiçoar.

¹⁴ Nota. Os equipamentos representam risco incremental mínimo para as operações das instalações, apesar de suas localizações. Medidas preventivas e de mitigação estão disponíveis e em vigor.

¹⁵ Nota. Os riscos de cenários de acidente consideraram as camadas independentes de proteção pertinentes e avaliaram a existência de camadas suficientes para proteção destes cenários.

Ademais, se apresentou como apta de ser adaptada a mudanças na operacionalidade da empresa e a exigências regulatórias.

Dentre as progressões atuais identificadas com a implementação do Sistema de Gestão da Segurança Operacional pode-se destacar:

- Medidas de prevenção e de proteção levada a efeito de modo eficaz e coerente;
- Estabelecimento de políticas pertinentes à natureza e riscos das operações;
- Declaração de compromissos;
- Permanente atenção de toda força de trabalho para avaliar riscos profissionais;
- Distribuição de responsabilidades de segurança operacional por todos os níveis da hierarquia: gestores, empregadores e trabalhadores, a quem foram atribuídas responsabilidades para uma implementação eficaz do sistema;
- Estabelecimento de um enquadramento conducente à construção de uma cultura preventiva de segurança operacional na Companhia como um todo;
- A descentralização da estrutura de decisões;
- O contínuo aprimoramento dos processos;
- O comprometimento de todos com o desempenho e resultados;
- Autocontrolo (mudança do sistema de controlo de SMS atual),
- Relações internas mais participativas,
- Racionalização e melhoria de mecanismos de comunicação, de políticas, de procedimentos, de programas e de objetivos de acordo com um conjunto de regras aplicadas universalmente;
- Harmonização das necessidades de segurança operacional com outras necessidades associadas, designadamente as que se referem à produtividade, qualidade e a proteção ao meio ambiente;
- Adaptabilidade a diferenças existentes em sistemas reguladores e culturais nacionais;
- Estabelecimento de um suporte para melhoria contínua;
- Disponibilização de base de dados para auditoria, para fins de avaliação de resultados e desempenho.

Convém ressaltar que ao longo dos 4 anos do período em análise não houve registos de interdições estabelecidas pelo Agente Regulador, evitando desta forma severas perdas indiretas decorrentes de redução de produção em decorrência de paragem operacional, perdas financeiras em decorrência de custo de arrendamento da unidade com ausência momentânea de produção, imagem da Companhia, incumprimento de contratos de comercialização de petróleo e subdesenvolvimento do planeamento das atividades de produção.

CAPÍTULO 8. DISCUSSÃO

Presentemente, a necessidade de controlar uma industrialização com desenvolvimento muito rápido e as suas solicitações em matéria de fontes energéticas altamente e inerentemente perigosas, dentre a quais se destacam as atividades offshore de exploração e produção de petróleo e gás natural, com suas tecnologias cada vez mais complexas, conduziu ao desenvolvimento de métodos de avaliação e de gestão de segurança operacional muito mais sofisticados.

Relativamente a todas as áreas da atividade humana, deve fazer-se um balanço entre as vantagens e os custos associados aos riscos associados. Neste caso característico de segurança operacional, esse balanço complexo recebe a influência de muitos fatores, tais como o rápido progresso científico e tecnológico, um mundo do trabalho muito diversificado e em alteração constante, incluindo os aspectos económicos.

O facto de que a aplicação dos princípios de segurança operacional implica a mobilização de várias disciplinas sociais e científicas, é uma medida clara da complexidade do seu campo de aplicação.

A essência da segurança operacional baseia-se na gestão dos riscos industriais e profissionais associados. Do mesmo modo, o Sistema de Gestão da Segurança Operacional é um método adaptado à gestão dos riscos específicos das atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo e gás natural, nas quais a implementação de medidas preventivas e de proteção requer uma avaliação exaustiva e organizada dos riscos e a verificação contínua da eficácia de sistemas de controlo complexos.

A indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural é um sector de risco elevado. Pelo atrás demonstrado, os incidentes maiores ilustram o potencial para promover catástrofes e as consequências da existência de disfunções na gestão da segurança operacional.

Segundo Skogdalen et al. (2011) incidentes maiores nos traz incertezas se a ocorrência diz respeito apenas à Companhia ou se orienta para problemas sistémicos no sector como um todo, incluindo os aspectos relacionados com sua regulação. Nesta conjuntura, o arcabouço regulatório exerce direta influência no desenvolvimento técnico

e organizacional, bem como nos procedimentos e formação relacionados às atividades cotidianas.

Tal preocupação é outro fenómeno que se mostra presente após acidentes de grandes proporções, tendo sido observado no Reino Unido após o desastre ocorrido na plataforma Piper Alpha, em 1998 e, mais recentemente, nos EUA, após o acidente na plataforma Deepwater Horizon, em 2010.

Muitos destes acontecimentos apressaram o desenvolvimento de instrumentos de regulação e técnicos para o estabelecimento de procedimentos muito rigorosos de detecção de perigos e de avaliação de riscos.

Estes instrumentos técnicos de regulação coadjuvam na identificação de potenciais falhas de determinados elementos do processo, antecipando as suas potenciais consequências, desenvolvendo medidas preventivas e preparando planos de emergência e de intervenção eficientes e eficazes.

A maioria dos países industrializados desenvolveu e vêm atualizando critérios regulamentares para considerar instalações industriais como ambientes laborais com potencial risco de incidentes maiores, diligenciando medidas de segurança e saúde muito características e exatas.

Como exemplo efetivo dos referidos regulamentos pode-se exemplificar a Directiva “Seveso” 96/82/CE de 1996 da UE sobre o controlo de riscos associados a incidentes maiores envolvendo substâncias perigosas. O nome Seveso é associado, em Itália e na Europa, ao acidente industrial, de 10 de Julho de 1976, que causou a contaminação de grande parte do território dos municípios limítrofes de Cesano Maderno, Desio e Meda com TCDD, tratando-se da maior exposição registada de uma população humana a dioxina e, que conserva presentemente a necessidade de realização de estudos epidemiológicos que analisam as consequências sanitárias do acidente.

A Convenção n.º 174 da OIT, que arrazoa sobre a prevenção de acidentes industriais maiores, constituiu como propósito um modelo de suporte sistemático e abrangente para a proteção dos trabalhadores, do público e do ambiente contra incidentes industriais maiores envolvendo substâncias perigosas, bem como para a redução das consequências desses acidentes nos locais em que ocorram.

Dessa forma, os critérios regulamentares para considerar instalações industriais como ambientes laborais com potencial risco de incidentes maiores estabelecem a identificação sistemática de instalações e do respectivo controlo, das responsabilidades dos empregadores, das autoridades competentes e dos direitos e responsabilidades dos trabalhadores.

A necessidade de proporcionar a proteção e promoção da saúde dos trabalhadores, a prevenção de acidentes e doenças profissionais, torna imperativo a antecipação, a identificação, a avaliação e o controlo de riscos com origem no local de trabalho, ou daí decorrentes.

Neste contexto, com base na análise de desempenho da Companhia, pode-se concluir que os princípios fundamentais, as etapas e os elementos essenciais do processo de avaliação e de gestão de riscos profissionais foram considerados durante o planeamento e o estabelecimento do Sistema de Gestão de Segurança Operacional objecto deste estudo de caso.

A vista disso, a análise desses princípios fundamentais e os elementos essenciais é descrita minuciosamente nas etapas que a seguir são descritas, representada pela ordenação temporal de desenvolvimento, ainda que, esta ordenação não tenha sido rígida, havendo atividades inseridas em etapas distintas que, por razões de eficiência, decorreram em simultâneo.

8.1. Etapas, Princípios Fundamentais e os Elementos Essenciais do Sistema de Gestão de Segurança Operacional

a) Diagnóstico e análise e inicial

Durante esta etapa levada a efeito por pessoas competentes, foi identificado o estado atual da Companhia em matéria de Segurança, Meio Ambiente , Higiene Industrial e Saúde Ocupacional por meio de consulta aos trabalhadores e os seus representantes.

De princípio, ocorreu a análise do que a Companhia realizava, como realizava e com o quê, identificando todas as suas atividades. O estabelecimento de fluxogramas dos processos essenciais de forma a visualizar as principais atividades e as acessórias apresentou-se como uma forma eficiente e eficaz.

Imediatamente após, a Companhia realizou uma auditoria permitindo diagnosticar relativamente aos aspectos de Segurança, Meio Ambiente , Higiene Industrial e Saúde Ocupacional relacionados com as suas atividades, materiais, produtos, equipamentos, instalações e serviços, identificando os principais perigos relacionados com todos esses aspectos e os mecanismos existentes para o controlo e verificando o grau de observância das normas e regulamentos legais bem como os subscritos casualmente. De maneira adicional, procurou-se obter informação acerca dos requisitos do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, e quais as exigências dos referenciais a serem adotadas.

b) Sensibilização da Gestão

Com base nos resultados do diagnóstico e análise inicial, o responsável pelas disciplinas de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional, por meio de explanação a apresentação de forma a obter a sensibilização da gestão de topo para as vantagens de implementar um Sistema de Gestão de Segurança Operacional.

Em decorrência deste processo de sensibilização, a Companhia principiou a ministrar formação apropriada aos seus directores e quadros superiores e médios, sendo o responsável pela aplicação efectiva, profissional independente e com formação em sistemas de gestão.

Para além da formação, foram iniciadas e promovidas acções de sensibilização para a força de trabalho a fim de conseguir a manifestação de aceitação e reconhecimento de todos os participantes para a implementação do sistema de gestão.

O estabelecimento de canais de comunicação permitiu informar a todos os colaboradores sobre o desenvolvimento do Sistema de Gestão de Segurança Operacional.

c) Definição da Política de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional

Nesta etapa, em consulta com os trabalhadores e os seus representantes, a Companhia definiu a política, considerando sua realidade atual em matéria de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional, adaptando às suas necessidades e assegurando o comprometimento da gestão de topo e a participação de toda a força de trabalho.

Por conseguinte, a política passou a constituir a espinha dorsal do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, com a gestão de topo formalizando o compromisso da Companhia em garantir que a Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional sejam considerados na definição de prioridades em igualdade com todos os outros objetivos do negócio.

d) Definição da Equipa de Projecto em Sistemas de Gestão

Na quarta etapa, após a análise dos elementos essenciais para a implementação do sistema de gestão e as competências de que dispunha, com uma perspectiva mais correcta e realista do trabalho a desenvolver, a Companhia definiu a equipa responsável por conduzir o processo de implementação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional bem como a forma de monitorização dos progressos do projecto.

e) Formação da Equipa

Após a definição da Equipa de Projecto em Sistemas de Gestão, a Companhia providenciou sua formação especializada a fim de prover das competências necessárias para a boa prossecução do projecto.

f) Definição do Projecto de Implementação

Após o estabelecimento dos objetivos do projecto, foram definidas a calendarização, as competências e responsabilidades individuais de cada membro da equipa, a forma de monitorização dos progressos e a periodicidade das reuniões e acompanhamento com o representante da gestão topo.

g) Planeamento

As disposições para o planeamento adequado e apropriado em matéria de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional foram baseadas nos resultados da análise inicial, em análises subsequentes e noutros dados disponíveis.

Nesta sexta etapa, a Companhia elaborou por escrito de modo organizado e metódico o procedimento de identificação de perigos e avaliação de riscos, aplicando-o de forma a conhecer com pormenor os níveis de risco existentes e as medidas de prevenção e de proteção necessárias para eliminá-los ou minimizar.

Simultaneamente, foi implementado o procedimento de requisitos legais e outros subscritos, efectuando o levantamento dos diplomas legais aplicáveis e avaliando acerca do seu cumprimento.

De forma consecutiva, a Companhia estabeleceu os objetivos pretendidos em matérias de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional e tendo em conta o comprometimento definido em sua política. Posteriormente, planearam-se as acções que permitiu alcançar os objetivos definidos e o cumprimento dos requisitos do referencial.

Ao analisar as exigências da norma, a Companhia verificou ainda que uma parte significativa das exigências constituía-se como já prática corrente. Nestas condições e circunstâncias, a documentação interna já existente de acordo com o exigido nos requisitos legais foi melhorada de forma a evidenciar a conformidade com os requisitos.

Estas disposições para o planeamento contribuíram para a proteção ambiental e da segurança e saúde no trabalho, abrangendo o desenvolvimento e a implementação de todos os elementos do Sistema de Gestão de Segurança Operacional.

h) Implementação e Funcionamento

Durante o planeamento do processo, a Companhia definiu as atribuições, responsabilidades e competências de toda a força de trabalho, composta por trabalhadores próprios e contratados, cujo desempenho tivesse relevância em matérias de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional e comunicavam-se a respectiva força de trabalho.

Em seguimento, foram elaborados e implementados os procedimentos de formação, sensibilização e competência, de consulta e comunicação, de gestão e controlo de documentos e dados, de controlo operacional e de prevenção e capacidade de resposta a emergências.

Para o pleno funcionamento do sistema, foi essencial o envolvimento de toda a força de trabalho. As acções de sensibilização e formação divulgaram a política e os objetivos pretendidos e explicaram claramente o que se esperava dos contributos individuais para o êxito do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, tendo havido ainda o recolhimento de reflexões, propostas, retenção de situações e ocorrências indicadoras da necessidade de ação correctiva imediata ou de uma atitude preventiva.

Neste ponto cabe sublinhar que qualquer participante da força de trabalho pôde propor melhorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, sendo inúmeras alterações acolhidas posteriormente a avaliações e aprovações.

Os requisitos, que não faziam parte das práticas cotidianas da Companhia, foram previamente analisados e apropriados, de modo simples e prático, sendo explicado clara e cuidadosamente a força de trabalho, evitando assim a criação de papéis improfícuos e invenção de formas desnecessariamente complicadas de evidenciar controlos e registos.

Por fim, objectivando o encorajamento da força de trabalho, a equipa de projecto elaborou com regularidade e de forma assídua informativos apresentando a evolução do projecto.

i) Verificação e Acções Correctivas

A Companhia efectuou a análise crítica do Sistema de Gestão de Segurança Operacional quanto à prossecução dos seus objetivos e criou as condições que permitiram o controlo sistemático e permanente, agindo pro-activamente sobre o sistema.

Em seguimento, foram elaborados e implementados os procedimentos de medição e monitorização do desempenho, incidentes, desconformidades e acções correctivas e preventivas, registos e gestão de os e auditorias, tendo sido estes elementos imprescindíveis para a revisão pela gestão topo, com vista à melhoria contínua.

O procedimento de medição e monitorização do desempenho assegurou a plena identificação dos parâmetros essenciais para monitorizar e medir o desempenho do seu Sistema de Gestão de Segurança Operacional, incluindo as seguintes acções:

- Medidas qualitativas e quantitativas adequadas às suas necessidades;
- Monitorização da extensão em que foram atingidos os objetivos de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional;
- Medidas pró-activas de desempenho que monitorizaram a conformidade com o programa de gestão, com critérios operacionais e com os requisitos legais e regulamentares aplicáveis;
- Medições reactivas do desempenho para monitorização de incidentes (inclusive danos pessoais e os quase acidentes) e outras evidências históricas do desempenho com

baixa efetividade em Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional;

- Registo dos dados e dos resultados da monitorização e da medição que foram satisfatórios para permitir as subsequentes análises das acções correctivas e preventivas implementadas.

Os procedimentos de incidentes, desconformidades e acções correctivas e preventivas permitiram a detecção, a análise e a eliminação das não conformidades, cuja finalidade primordial se fundamentou na prevenção da recorrência de tais eventos, identificando e eliminando as causas em sua génese.

Por conseguinte, foram estabelecidas responsabilidades e autoridades para:

- Analisar e investigar os incidentes, desvios de processo e as não conformidades ao Sistema de Gestão e aos requisitos legais;
- Executar as acções destinadas à minimização das consequências dos eventos;
- Definir o início e a conclusão das acções correctivas e preventivas, bem como comprovar a eficácia destas acções.

Com o estabelecimento da nova Cultura Organizacional na Companhia, a análise e investigação dos incidentes e das não conformidades passaram a ser efetiva principalmente em decorrência da obrigatoriedade de registo, incluindo os eventos durante as deslocações e em trabalhos externos a Companhia, os não participados ao seguro, pequenos incidentes e incidentes com alto potencial de danos, permitindo assim uma abrangente análise de causas, a proposição de medidas de prevenção e a efectuação de medidas de boqueio para evitar a recorrência.

A classificação e análise foram realizadas baseadas nos tópicos dos índices de Frequência e Gravidade, na localização, tipo de atividade, característica e local de lesão, dia da semana, hora, antiguidade, forma e agente material, no tipo e extensão dos danos patrimoniais e nas causas directas e remotas.

As conclusões dos processos de investigação das causas dos eventos ou não conformidades conduziram a acções correctivas que foram analisadas e revistas antes de serem executadas. Para isto, foi de grande consideração efetuar avaliações de riscos, sendo as acções implementadas apenas para se assegurar que o risco seja reduzido tão baixo que uma medida adicional de redução de risco não seja necessária, conforme estabelecido no critério ALARP.

Nomeadamente, as acções correctivas foram fundamentadas nos princípios gerais da prevenção, sobretudo na eliminação dos riscos ou redução do grau de perigosidade, na introdução de sistemas de proteção colectiva, na sinalização de segurança, nas medidas do trabalho dentre as quais procedimentos e instruções de trabalho, acções de formação e de sensibilização e na introdução de equipamentos de proteção individual.

Atempadamente, após a implementação das acções correctivas, foi verificado pela gestão de topo a eficácia de forma abrangente e diligente.

De forma congénere às acções correctivas, as acções preventivas destinaram-se a evitar potenciais acidentes ou não conformidades e foram tomadas com base na identificação dos perigos, avaliação e controlo de riscos, tronando-se assim o fidedigno firmamento do processo de prevenção.

De forma a permitir a retroalimentação do Sistema de Gestão da Segurança Operacional, foi estabelecido procedimento com o estabelecimento da gestão de registos do sistema, acto este absolutamente necessário para o processo de melhoria continua.

Os resultados obtidos com este processo compreenderam o estabelecimento de um conjunto preciso de requisitos, facilitando a consistência das atividades abrangidas pelo Sistema de Gestão da Segurança Operacional e permitindo o controlo eficaz de suas alterações.

Como beneficio indireto deste processo pôde-se ressaltar a garantia da gestão do conhecimento a partir da permanência do método, independente da alternância da gestão de topo e força de trabalho e a monitorização das atividades de prevenção e proteção.

Fundamentado na sistemática da qualidade e aplicando os mesmos princípios de hierarquia, a Companhia, de modo a coordenar seus processos e atividades, aplicou a estrutura documental baseada em 4 níveis hierárquicos.

Na Figura 8.1 é apresentado de forma gráfica a Hierarquia Documental de seu Sistema de Gestão de Segurança Operacional.



Figura 8.1 - Hierarquia documental do Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Fonte: Dommo Energia

O detalhamento da estrutura documental baseada em 4 níveis hierárquicos é apresentado a eito:

Nível 1: Neste primeiro nível, foi elaborado um documento específico e apropriado à dimensão e natureza das atividades da Companhia, contendo a Política de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional, onde se descreveu a proteção de todos os membros através da prevenção de lesões, doenças e incidentes relacionados ao trabalho, o cumprimento às leis e regulamentos relevantes a Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional, programas voluntários, contractos de trabalhos e outros requisitos subscrito, bem como a consulta e encorajamento a participação activa em todos os elementos do Sistema de Gestão de Segurança Operacional. O Manual de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional é o fundamento deste processo de melhoria continua.

Nível 2: Neste segundo nível foram estabelecidos os procedimentos operativos do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, denominados como Práticas de Gestão, que fundamentaram a implementação da Política de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional. As Práticas de Gestão abrangeram o "como devemos proceder" e "quais os envolvidos".

Dentre os itens incluídos nesta etapa, pôde-se destacar:

- Códigos e boas práticas em Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional
- Investigação e comunicação de incidentes e doenças ocupacionais;
- Preparação e resposta a emergências industriais, ambientais e acidentes pessoais;
- Identificação e avaliação de riscos operacionais;
- Inspeção e manutenção de equipamentos
- Proteção Coletiva e Individual da força de trabalho;
- Monitorização, inclusive com inspeção e auditoria em Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional;
- Gestão de Contratados;
- Instalações de bem-estar;
- Formação e informação da força de trabalho
- Higiene alimentar;
- Constituição e nomeação de comitê de segurança;
- Gestão de resíduos
- Trabalhos especiais (Espaço confinado, altura, equipamentos elétricos, corte e solda, dentre outros)

Nível 3: Neste terceiro nível foram estabelecidos os Padrões de Processo do Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Apesar de apresentar estruturas parecidas as Instruções de Trabalho, os Padrões de Processo têm funções diferentes, a começar pela hierarquia dentro da documentação do sistema de gestão, pois as instruções vêm logo abaixo dos padrões. A distinção entre esses documentos se faz pela usualidade, já que os padrões abrangeram o “passo a passo” para a execução da tarefa.

Dentre os itens incluídos nesta etapa, pôde-se destacar:

- Armazenamento e transferência de petróleo
- Transferência e movimentação de cargas
- Embarque aéreo
- Drenagem de efluentes
- Aproximação de embarcações
- Posicionamento do FPSO
- Geração e distribuição de energia e vapor
- Captação e tratamento de água do mar
- Compressão e distribuição de ar
- Ventilação e condicionamento de ar dos ambientes
- Tratamento de efluentes oleosos

- Tratamento de óleo diesel
- Controlo de materiais
- Plano de manutenção e inspeção
- Processamento de petróleo
- Compressão e tratamento de gás
- Suprimento de produtos químicos
- Geração e distribuição de energia hidráulica

Nível 4: No quarto e último nível detalhamento da estrutura documental, foram estabelecidas as Instruções de Trabalho. As instruções abrangeram o detalhamento das “tarefas do executor”, que posteriormente serviu como conteúdo para o processo de formação da força de trabalho envolvida de maneira clara e objetiva.

Dentre os itens incluídos nesta etapa, pôde-se destacar:

- Amostragem de tanques de carga
- Coleta e tratamento de esgoto sanitário
- Drenagem da praça de máquinas do FPSO
- Suprimento de água e espuma de combate a incêndio
- Medição de espessura por ultrassom
- Inspeção visual
- Inspeção de vasos de pressão, tubulações e caldeiras
- Teste de pressão em equipamentos e sistemas de tubulações
- Inspeção de tanques de carga
- Aceitação de equipamentos
- Compressão de gás

Importante ressaltar que todo o processo foi devidamente registado, sendo a demonstração da implementação do planeamento estabelecido para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional e de sua efetividade, constituindo assim como um instrumento para a avaliação contínua do seu desempenho.

Convém salientar que os registos do Sistema de Gestão de Segurança Operacional se comprovaram codificados, aprovados, protegidos contra a degradação ou perda, se mantiveram legíveis, identificáveis e rastreáveis a atividade, ao produto ou serviço e devidamente arquivados e conservados de forma a serem rapidamente acessíveis, sobretudo por se tratar de que muitos desses registos se constituíram como cumprimento de obrigações legais pela Companhia.

Dentre estes registos verificados, mas sem limitar-se, pode-se destacar:

- Fichas de aptidão de toda a força de trabalho;
- Registos de vigilância da saúde da força de trabalho efetuada de forma contínua e em função das exigências do trabalho e dos fatores de risco profissional;
- Registos das doenças profissionais detectadas pelo médico do trabalho;
- Resultados da avaliação dos riscos a Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional e os grupos de trabalhadores a eles expostos;
- Registos da informação/consulta aos trabalhadores em matéria de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional;
- Registos de formação ministrada à força de trabalho em matérias de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional;
- Participação à ANP, IBAMA, MB e MTE dos acidentes maiores ou mortais;
- Fichas de segurança de produto relativas às substâncias e preparações perigosas;
- Registos de Absentismo;
- Participação à Seguradora dos acidentes de trabalho;
- Registos das medidas propostas pelo comité de segurança.

Assegurar atempadamente a gestão de toda a documentação foi fundamental para a prossecução dos objetivos do sistema, evitando assim falhas ou omissões que poderiam inviabilizar o processo.

Com base no planeamento, foi estabelecido um programa de auditorias, tendo em consideração a posição e importância das atividades e áreas, o que permitiu a Companhia avaliar a conformidade do Sistema de Gestão de Segurança Operacional com as disposições planeadas para a gestão da Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.

As auditorias do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, internas e as externas (Certificação BSI) e as fiscalizações de agentes reguladores (conformidade legal ANP, MB, IBAMA, MTE e ANVISA), foram realizadas de forma independente e por pessoal qualificado da área de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional da própria Companhia, permitindo assim uma avaliação do grau de conformidade com os procedimentos documentados do Sistema de Gestão de Segurança Operacional.

Em face das deficiências identificadas no decorrer do processo de auditoria interna e externa, a Companhia planeou e implementou as acções correctivas com seus respectivos registos de verificação dos resultados.

Assim sendo, conforme discutido e apresentado neste capítulo, no período de análise de dados compreendido entre janeiro de 2014 a dezembro de 2017, a Companhia estabeleceu, documentou, implementou e manteve um Sistema de Gestão de Segurança Operacional estruturado de forma a melhorar sua eficácia continuamente, com base na adoção de uma abordagem de processo.

Todos os processos do sistema de Gestão de Segurança Operacional seguiram a metodologia conhecida como PDCA – Plan, Do, Check, Act.

Na Figura 8.2 é apresentado resumidamente as etapas do PDCA com suas respectivas ações estabelecidas durante a implementação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional.



Figura 8.2 - Etapas e ações do PDCA estabelecidas durante a implementação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional. Fonte: Dommo Energia

j) Certificação

Como etapa final e objetivo precípua do planejamento estabelecido para o Sistema de Gestão de Segurança Operacional, a Companhia passou pelo processo de certificação que contemplaram as disciplinas de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.

A entidade certificadora *British Standards Institution* (BSI), órgão nacional de padrões do Reino Unido, após processo de auditoria, certificou que o Sistema de Gestão de Segurança Operacional da Companhia cumpre os requisitos das Normas ISO 9.001

- Sistema de Gestão da Qualidade, ISO 14.001 - Sistema de Gestão Ambiental e OHSAS 18.001 - Sistema de Gestão em Segurança e Saúde Ocupacional e, consequentemente, as diretrizes requeridas pela Resolução ANP nº 43/2007, requisito legal estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo, que estabelece o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

No Apêndice VII encontra-se os certificados nas Normas ISO 9.001 - Sistema de Gestão da Qualidade, ISO 14.001 - Sistema de Gestão Ambiental e OHSAS 18.001 - Sistema de Gestão em Segurança e Saúde Ocupacional emitidos pelo British Standards Institution.

8.2. Integração dos Sistema de Gestão.

Fundamentado neste estudo de caso, pode-se notar que a integração de todos os sistemas de gestão adotados pela Companhia contribuíram de forma efetiva, evitando a ocorrência de acidentes ambientais e industriais, promovendo a redução de acidentes operacionais e ocupacionais e melhorando o desenvolvimento da força de trabalho.

A conjunção de todos esses benefícios e melhorias resultou na imagem de uma Companhia preocupada com as mudanças no mundo contemporâneo e, comprometida com a responsabilidade social e com a qualidade ambiental.

A necessidade de adequar aos padrões externos e o advento de novas tecnologias associadas a crescentes exigências de mercado estimulou a Companhia a atender as necessidades de seus clientes e agentes reguladores (ANP, IBAMA, MB, MTE, ANVISA).

Outro fator determinante para que a Companhia mantivesse uma efetiva gestão nas áreas de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional foi o estabelecimento de requisitos para a prévia identificação e análise dos riscos que pudessem resultar em incidentes, por meio da utilização de ferramentas reconhecidas e com resultados devidamente documentados.

O número significativo de estudos de riscos, 25 presentemente, que totaliza 515 recomendações de segurança implementadas e documentadas, se apresenta, de forma geral, superior as demais unidade em operação no Brasil.

O Sistema de Gestão da Qualidade foi o primeiro sistema adotado pela Companhia, em decorrência da comercialização de seu produto, o petróleo, o que possibilitou a estruturação organizacional necessária para a adoção dos demais sistemas, permitindo assim uma efetiva integração.

Ao adotar o Sistema de Gestão Ambiental a Companhia passou a se preocupar com o impacto de suas atividades na força de trabalho e na comunidade vizinha. Além disso, com a implantação do sistema, houve uma preocupação maior com a destinação dos resíduos e diminuição dos impactos ambientais.

Com a adoção do Sistema de Gestão em Segurança e Saúde Ocupacional observou-se a diminuição significativa nos acidentes ocupacionais. Além de sua importância social, esse benefício impediu custos da Companhia com penalizações pecuniárias, indenizações a força de trabalho e paradas na produção.

Ao adotar a formação e conscientização da força de trabalho como principais ferramentas para a manutenção dos sistemas, a Companhia passou a integrar os demais sistemas existentes ao de Gestão em Segurança e Saúde Ocupacional.

Por último, o Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural, regulamento não facultativo aos Concessionários, tal-qualmente os demais sistemas de gestão discutidos, coadjuvou no desenvolvimento de atividades seguras reduzindo assim a exposição humana às consequências de eventuais falhas de processos operacionais ou de formação da força de trabalho.

De forma abrangente e direta, a prevenção, mitigação e resposta a eventos que pudessem causar acidentes que expusesse em risco a vida humana ou o meio ambiente e, que assegurasse a integridade do FPSO durante todo o seu ciclo de operacional avaliado foi suportado pela composição das seguintes ações e diretrizes:

- **Cultura de Segurança:** A Companhia definiu os valores e a política de Segurança Operacional, implementando uma estrutura organizacional com definição de responsabilidades e atribuições do pessoal envolvido, bem como criou meios de comunicação de valores, políticas e metas, comprometendo-se com a disponibilização de recursos para a implementação e o funcionamento do sistema de gerenciamento da segurança operacional.

- **Envolvimento do Pessoal:** Foram estabelecidas condições para que houvesse a participação da força de trabalho no desenvolvimento, implementação e revisão periódica do sistema de gerenciamento da segurança operacional de maneira abrangente, a partir da promoção de atividades de consciencialização e informação relacionadas com a segurança operacional, bem como propiciou oportunidades para participação de toda a força de trabalho na medida de seu envolvimento.
- **Formação:** A gestão de topo assegurou à força de trabalho o desempenho de suas funções de maneira segura, de acordo com a estrutura organizacional e responsabilidades estabelecidas no sistema de gerenciamento de segurança operacional. Baseado na classificação de funções estabelecidas, considerando as perigosas ou com potencial de acarretar impacto na Segurança Operacional e nos Elementos Críticos de Segurança, foram identificados os níveis de formação, competência, habilidade e conhecimento específicos para a função, de modo a habilitar o empregado a execução de tarefas afetas ao cargo.
- **Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos:** Ao analisar os aspectos de ambiente de trabalho considerando os fatores humanos nas instalações, sistemas, estruturas e equipamentos do FPSO, a Companhia reconheceu e considerou os códigos e padrões relativos aos aspectos de ambiente de trabalho e de fatores humanos promovendo a consciencialização da força de trabalho envolvida na operação e na manutenção, relativa às situações e condições com potencial de provocar incidentes.
- **Seleção, Controle e Gestão de Contratadas:** Foram estabelecidos critérios para seleção e avaliação de desempenho de contratadas, de acordo com o risco das atividades considerando os aspectos de segurança operacional.
- **Monitorização e Melhoria Contínua do Desempenho:** Após estabelecidos os objetivos e metas da Segurança Operacional de forma a permitir o reconhecimento do desempenho, foram definidos um conjunto de indicadores de desempenho da Segurança Operacional, divididos em pró-ativos, que permitiram avaliar as condições iniciais ou contribuintes para ocorrência de acidentes operacionais e, os reativos. Este passo foi seguindo de revisões regulares do desempenho e da implementação de ações corretivas e preventivas quando o desempenho se mostrou inferior ao estabelecido.
- **Auditoria:** A companhia estabeleceu mecanismos para a avaliação da eficácia da implementação e o funcionamento do sistema de gestão da segurança operacional, buscando conformidade com os requisitos contidos nos sistemas de gestão.
- **Investigação de Incidentes:** Os procedimentos de investigação definido pela Companhia incluiu o dimensionamento e composição da equipe de investigação; bem como os critérios para condução da investigação no local do incidente, observando a necessidade de preservação das evidências físicas, a programação e execução de entrevistas e a necessidade de coletar e identificar os documentos, dados e registros

apropriados. As investigações de incidentes foram conduzidas pela gestão de topo e com estrita observância das imposições legais.

- **Elementos Críticos de Segurança Operacional:** Os Elementos Críticos de Segurança Operacional foram apropriadamente identificados e descritos em concordância com suas características essenciais e funções, subdividindo-os em Equipamentos Críticos, Sistemas Críticos e Procedimentos Críticos. Para caso de degradação de Equipamentos ou Sistemas Críticos de Segurança Operacional, foram estabelecidos procedimentos de contingência estabelecendo medidas temporárias para suprir falta dos mesmos. As medidas incluíram a implementação de controles alternativos equivalentes, redução e limitação da produção e o isolamento e parada de equipamentos, sistemas, instalações até que as condições seguras sejam restabelecidas.
- **Identificação e Análise de Riscos:** Como base fundamental de todo o sistema de gestão da Companhia, a identificação e análise qualitativa e quantitativa dos riscos foi implementada com o propósito de recomendar ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a segurança operacional. Como responsabilidade da gestão de topo, as análises de riscos foram atempadamente aprovadas pelo responsável da Instalação.
- **Integridade Mecânica:** De forma a garantir que as instalações, seus sistemas, estruturas e equipamentos sejam mantidos íntegros, foram estabelecidos planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção, atividades estas alinhadas com recomendações dos fabricantes, normas, padrões e boas práticas de engenharia. A documentação referente a estas ações foram mantidas acessíveis ao pessoal afeto a atividade de manutenção.
- **Planeamento e Gestão de Grandes Emergências:** A companhia elaborou, documentou e estabeleceu plano de emergência contendo os procedimentos de preparação e de resposta a emergências para todos os cenários identificados em estudos de riscos, complementando recursos internos e externos bem como a estrutura de resposta disponível. A efetividade do plano foi verificada por meio de exercícios simulados definidos em seu programa de formação com os membros da equipe de resposta à emergência e a força de trabalho. Estes exercícios simulados periódicos foram coordenados com todas as organizações e autoridades reguladoras, permitindo assim a verificação da necessidade de revisão do Plano de Emergência. A revisão das análises de riscos, desempenho aquém do planeado, modificações físicas estruturais, operacionais ou organizacionais com potencial de afetar os procedimentos ou a capacidade de resposta foram considerados como circunstâncias para a revisão do plano de emergência.
- **Procedimentos Operacionais:** Foram elaborados, documentados, estabelecidos e controlados procedimentos para as operações realizadas na Companhia. Estes

documentos apresentam instruções claras e específicas para execução das atividades com segurança, levando em consideração as especificidades operacionais e a complexidade das atividades, em especial onde existam interfaces operacionais consideráveis e, em particular, os trabalhos especiais e as operações simultâneas.

- **Gestão de Mudanças:** Para assegurar que as mudanças permanentes ou temporárias estivessem em conformidade com os requisitos de Segurança Operacional, inclusive as ténues, a Companhia implementou procedimento para gestão de mudanças considerando a avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades, antes da implementação das referidas modificações e, a formação e a comunicação para força de trabalho. A documentação e arquivo do processo é mantida disponível para consulta da força de trabalho por um período mínimo de 5 (cinco) anos.
- **Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais:** A Companhia estabeleceu, de forma complementar, os requisitos para controlar e gerir os riscos para a Segurança Operacional durante as atividades especiais não contempladas nas outras práticas de gestão.

Neste contexto, o Sistema de Gestão da Segurança Operacional manou pela facilidade da integração dos sistemas da Qualidade, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional ao Regulamento Técnico da Segurança Operacional, proporcionando o propósito primário de um programa de segurança operacional que foi identificar previamente as causas dos acidentes para as perdas humanas, perdas económicas e perdas ambientais, buscando minimizar o número de acidentes nas operações em plataformas marítimas, a redução de custos, o atendimento aos requisitos de agentes reguladores e exigências de clientes e investidores.

A Figura 8.3 apresenta a ações e diretrizes integradas do Sistema de Gestão da segurança operacional da Companhia.

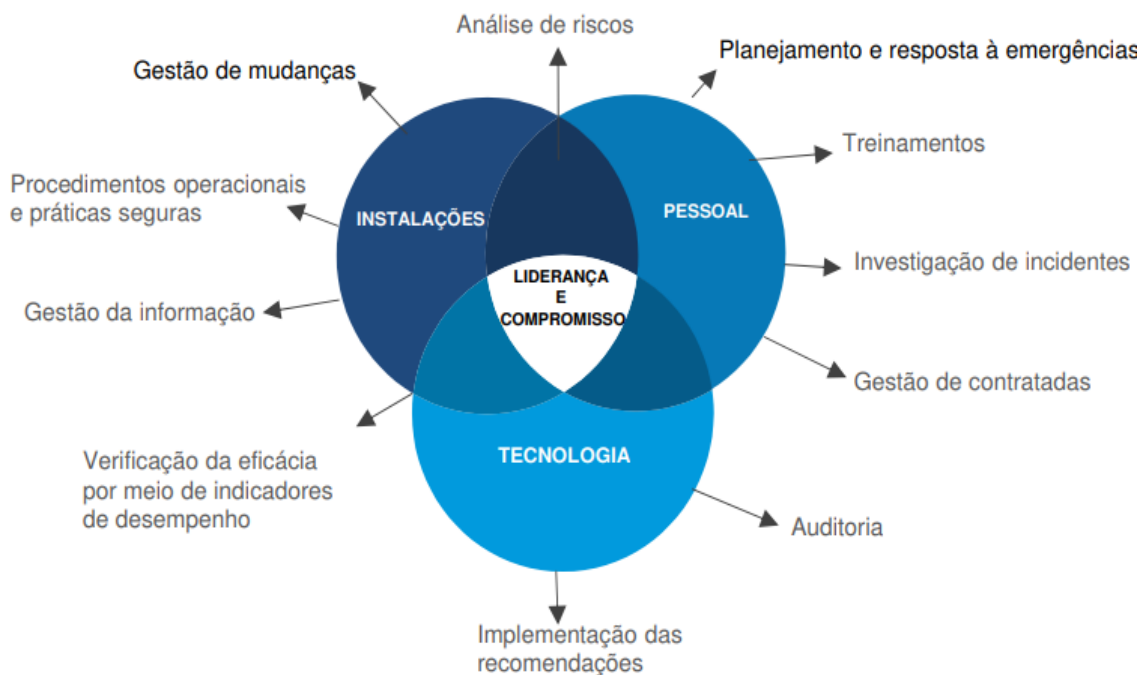


Figura 8.3 - Ações e diretrizes integradas do Sistema de Gestão da segurança operacional. Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Tão importante quanto as demais informações citadas anteriormente, a acessibilidade de novos mercados globalizados em que a concorrência exacerbada, a transformação tecnológica e inevitabilidade de melhorar a eficiência por meio de sistemas de produção mais seguros tornaram imperativo a gestão da segurança operacional efetiva, sendo esta uma tarefa mais laboriosa.

Por intermédio da análise dos resultados positivos após a implantação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, pode-se concluir que os benefícios da adoção foram além da satisfação dos clientes, objetivo do sistema de gestão de qualidade, ou da proteção do meio ambiente, objetivo do sistema de gestão ambiental. Como resultado da sinergia dos sistemas que o compõem, o Sistema de Gestão de Segurança Operacional se voltou para a satisfação de diversas partes interessadas, encontrando ao mesmo tempo, a satisfação dos clientes, a proteção ao meio ambiente, a segurança e saúde das pessoas em seus postos de trabalho e o controle dos impactos sociais.

Nesse sentido, por conseguinte, o Sistema de Gestão de Segurança Operacional garantiu o cumprimento das exigências da regulamentação cada vez mais rigorosa da indústria de exploração e produção de petróleo, o respeito ao ambiente e preocupação permanentemente com a saúde e a segurança das pessoas no trabalho. O sistema

considerou ainda a dimensão ambiental e social, onde a satisfação do cliente foi assegurada a partir da integração dos três sistemas compatíveis com o intuito de obter resultados mais satisfatórios para a Companhia.

Pode-se concluir, conseqüentemente, considerando a assertiva discutida, que a Companhia objeto desta investigação, obteve com a implementação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional sucesso nas operações desempenhadas em unidade marítimas de produção de petróleo, nos aspectos que envolveram a satisfação dos clientes internos e externos, a qualidade dos produtos materiais ou serviços, a proteção do meio ambiente, os aspectos sociais e legais, inclusive os que abrangeram a saúde e segurança da força de trabalho bem como a integridade das instalações.

CAPÍTULO 9. CONCLUSÃO

As atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo e gás natural são de fundamental importância para a economia, acarretando grande preocupação para a indústria e agentes reguladores por vir acompanhada pela ocorrência de um número expressivo de incidentes.

No Brasil, a atividade do sector tem crescido de forma significativa nos últimos anos e expectativas indicam que os níveis de atividade permanecerão crescendo nos anos vindouros, basilarmente pelas descobertas do pré-sal, trazendo igual preocupação.

Diversos destes incidentes ensejaram a criação de novos marcos regulatórios, seja para resguardar possíveis riscos de morte, danos materiais e impactos ambientais, seja para estabelecer novas práticas e procedimentos nas atividades da indústria.

O Estado Brasileiro desempenha papel central na garantia da segurança operacional e preservação ambiental nas atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo e gás natural, a fim de evitar que incidentes maiores prejudiquem a vida humana e o meio ambiente, e para fornecer um cenário propício aos investimentos e o desenvolvimento da indústria do país.

A atuação constitui uma competência legal e compartilhada entre diferentes instituições que compõem a representação de entes governamentais que atuam nesse segmento, nomeadamente por: Agência Nacional do Petróleo - ANP, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, Marinha do Brasil - MB, Agência Nacional de Vigilância Sanitária - ANVISA e Ministério do Trabalho e Emprego – MTE.

No que tange a segurança operacional a responsabilidade compete preferencialmente a “ANP”, o licenciamento ambiental das atividades potencialmente poluidoras e atendimento a emergências compete preferencialmente ao “IBAMA”, a segurança da embarcação e de navegação compete preferencialmente a “MB”, a regulação sanitária compete a ANVISA e por fim, a segurança e saúde no trabalho competem preferencialmente ao “MTE”.

Os resultados decorrente da fiscalização de Sistema de Gestão em plataformas de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil com enfoque em

segurança operacional e preservação ambiental constituiu-se em um importante desafio explorado na presente Dissertação.

A revisão bibliográfica permitiu constatar com os relatos de diversos autores e no registos públicos disponíveis que a ocorrência de incidentes maiores fomenta discussões na indústria de exploração e produção de petróleo e dos órgãos reguladores do sector. Como sucedido destas discussões, mudanças nos regulamentos intentam o aprimoramento do arcabouço regulatório, fato este que nomeadamente afasta a recorrência de eventos de mesma natureza ou, minimamente, atenua as consequências, sobretudo no que concerne à proteção da vida humana e a preservação do meio ambiente.

Pelo atrás demonstrado, há incertezas sobre se os acontecimentos de incidentes maiores são de interesse exclusivo à Companhia ou se orienta para problemas sistêmicos na indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural na sua totalidade, incluindo os aspetos do arcabouço regulatório. Nesta conjunção, a regulação exerce direta ascendência no desenvolvimento técnico e organizacional, bem como nos procedimentos e formação relacionados às atividades quotidianas.

Em que pese os diferentes arranjos institucionais possíveis e o regime regulatório aplicável por um determinado país ou região, é muito provável que este tenha que desenvolver avaliação de desempenho da indústria para nortear as ações a serem adotadas na prevenção de acidentes.

Após a investigação de um grande acidente, uma importante questão que costuma aparecer diz respeito a se o acidente é sintoma de problemas sistêmicos de segurança na indústria como um todo ou resultado de apenas uma operação realizada abaixo dos padrões da atividade. Nesse sentido, o principal objetivo das avaliações de desempenho é monitorar o nível de segurança de um sistema, para motivar ações e prover as informações necessárias aos tomadores de decisão sobre onde e como agir.

Neste contexto, o Sistema de Gestão da Segurança Operacional da Companhia surgiu pela facilidade da integração dos sistemas da Qualidade, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional ao Regulamento Técnico da Segurança Operacional, proporcionando o propósito primário deste tipo de programa que foi identificar previamente as causas dos acidentes para as perdas humanas, perdas económicas e perdas ambientais, garantir o cumprimento das exigências da regulamentação cada vez mais rigorosa da indústria de

exploração e produção de petróleo, o respeito ao ambiente e preocupação permanentemente com a saúde e a segurança das pessoas no trabalho, considerando ainda a dimensão social e a satisfação do cliente.

Por intermédio da análise dos resultados positivos após a implantação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, pode-se concluir que no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2017 houve uma melhoria de desempenho do sistema da Companhia nos últimos anos.

Essa evolução deveu-se ao amadurecimento da cultura de segurança na Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência e na Sede da Companhia, bem como a baixa tolerabilidade ao risco, política organizacional, condição económica e financeira, resultado este comprovado pela melhoria continua dos indicadores de Segurança, Meio Ambiente, Higiene Industrial e Saúde Ocupacional.

Convém salientar ainda que, as diretrizes estabelecidas na Política da Companhia, cujo enfoque de segurança operacional, preservação da saúde do trabalhador e proteção ao meio ambiente, foram apropriadamente materializadas por meio de um robusto planejamento alicerçado nas ações de formação da força de trabalho e gestão de riscos.

Consequentemente, os registos obtidos no período desta investigação representam uma consolidada cultura de prevenção e elevados padrões de segurança estabelecidos, resultando inicialmente na redução e seguidamente na eliminação de acidentes pessoais e perdas de diversas naturezas para a Companhia.

Durante o período em análise deste estudo de caso não houve registos de fatalidades comumente ocorridas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

No entanto, apesar dos resultados animadores identificados durante a investigação desta dissertação, conforme registros estatísticos analisados, a indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural não conseguiu assegurar a plena segurança em suas operações e processos de modo a evitar a recorrência de incidentes sem precedentes, levando a perdas materiais severas, danos a saúde do trabalhador e perdas de vidas .

Desta análise, pode-se depreender ainda que os incidentes são, em sua maioria, o resultado de uma combinação de fatores culturais, organizacionais, comportamentais e questões técnicas na gestão da Segurança Operacional da Companhia, que devem ser inestigados em trabalhos futuros.

Acredita-se que os níveis de segurança operacional *offshore* no Brasil irão alcançar doravante níveis ainda mais elevados em decorrência das atividades de fiscalização estarem baseadas na maturação do arcabouço regulatório estabelecido pela agência reguladora, que tem importante papel na melhoria do nível de segurança das operações no país com a disseminação e fiscalização das práticas do sistema de gestão de segurança operacional.

Após longo período análise e aprimoramento, se espera a partir da revisão do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural, que presentemente se encontra em curso, o setor de exploração e produção tenha uma regulamentação ainda mais atualizada e adequada para o enfrentamento dos desafios provenientes do aumento da complexidade das operações em água profundas, o crescimento da produção e do nível de atividade do sector do petróleo nos próximos anos.

Por fim, as principais conclusões após a exploração das fontes de dados desta investigação são:

- Existe uma clara necessidade de agrupamento de dados para ter uma visão completa da segurança no setor *offshore*;
- Existe uma clara necessidade de formatação comum para facilitar a partilha de dados e experiências;
- Existe uma clara necessidade de transparência de dados;
- A inclusão de quase-acidentes nos bancos de dados de acidentes é necessária, porque lições importantes podem ser aprendidas
- Lições aprendidas de acidentes e incidentes devem estar disponíveis para todas as partes interessadas e serem divulgadas nas áreas operacionais;
- Obviamente, existe a necessidade de proteger informações sensíveis e confidenciais
- É necessário evitar a dupla notificação de acidentes e incidentes em diferentes organizações (por exemplo, autoridades reguladoras, associações internacionais).
- Relutância em relatar incidentes devido ao medo de ação disciplinar ou a percepção de que os relatórios não levam a nenhuma mudança das condições existentes;
- Falta de especialização adequada na investigação e análise de incidentes

- Falta de tempo e recursos dedicados a ajudar as pessoas a entender e compreender as lições disseminadas
- Sobrecarga de recomendações e falha em acordar ações com todas as partes envolvidas
- A falha em verificar se as mudanças implementadas abordaram as causas subjacentes e reduziram o risco.
- A agência reguladora vem intensificando quantitativa e qualitativamente as suas inspeções de segurança operacional.
- Grande dificuldade dos operadores em garantir operacionalmente a conformidade com os procedimentos estabelecidos em seus sistemas de gestão.
- A existência de um elevado índice de não implementação das recomendações das análises de risco, caracterizando uma grave falha na gestão de riscos operacionais;
- Existência de cenários cada vez mais degradados nas operações de exploração e produção de petróleo e gás natural

Assim sendo, entende-se que esta dissertação se apresenta como uma iniciativa relevante para aferir a efetividade de um Sistema de Gestão da Segurança Operacional que abranja as disciplinas relacionadas a gestão da Qualidade, do Meio Ambiente, Saúde Ocupacional, Higiene Industrial e Segurança de Processo, mostrando a significância da manutenção constante da garantia desse sistema, possibilitando assim uma infinidade de análises, que se destinam a uma busca contínua de melhorias nos processos operacionais, da correção de falhas, da aplicação das recomendações e de uma atuação com foco preventivo, para aqueles que tenham interesse no tema em questão

CAPÍTULO 10. RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação tentou ajudar o entendimento das inúmeras funções e áreas funcionais que suportam o Sistema de Gestão da Segurança Operacional na indústria de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, as interdependências dessas funções e áreas funcionais e, as competências requeridas para coordenar as funções e áreas funcionais de forma abrangente e integrada.

Diferentes fatores como cultura organizacional, tolerabilidade ao risco, política organizacional, condição econômica e financeira podem intervir para inibir ou restringir o êxito do Sistema de Gestão da Segurança Operacional na indústria de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Esses fatores carecem ser investigados, compreendidos e documentados de modo abrangente para proporcionar uma percepção mais completa da estrutura e importância do Sistema de Gestão da Segurança Operacional no contexto do planejamento estratégico organizacional, metas e objetivos.

Outro factor que deve ser tal-qualmente investigado é o que se refere ao comportamento humano, pois as Companhias vêm ao longo dos anos investindo tempo, dinheiro e esforço na avaliação da fiabilidade de seus processos, sistemas e tecnologias, e os incidentes permanecem recorrendo. Assim, a gestão de pessoas é fundamental, pois o erro humano se torna muito mais provável se condições preexistente como esgotamento físico e psicológico ou responsabilidades não combinem com o conjunto de habilidades existentes.

Cada Companhia deve praticar um plano de sucessão para o seu capital humano, garantindo a retenção do mínimo de conhecimento e perícia entre os empregados e alcançar uma melhor integridade humana.

Adicionalmente, a gestão de topo deve adotar novas medidas para integrar a gestão da Qualidade, do Meio Ambiente, Saúde Ocupacional, Higiene Industrial e Segurança de Processo na tomada de decisões considerando a entrada da análise de riscos coadunada com a entrada financeira e operacional ao tomar decisões e aumentar seu compromisso com um Sistema de Gestão da Segurança Operacional adequado e robusto.

Finalmente, os resultados deste estudo de investigação, tal como apresentado, fornecem uma plataforma para uma discussão significativa sobre Sistema de Gestão da

Segurança Operacional na indústria de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e servem como ponto de partida para futuras pesquisas.

Assim, em decorrência desta investigação, recomenda-se que sejam adotadas a premissas delineadas abaixo, sem se restringir a estas, com o propósito de construir um Sistema de Gestão da Segurança Operacional eficiente e eficaz:

- **Investigar incidentes:** Todos os incidentes devem ser investigados, mesmos os relativamente pequenos e que possam não resultar em danos ou perdas significativas, pois pode ter uma importância muito maior em termos de precaução frente a identificação prévia do que motivou o evento e como ele poderia ter sido evitado, permitindo assim entender melhor as relações de causa e efeito e reduzir o risco de acidentes graves no futuro.
- **Considerar o fator humano e ambiente de trabalho nos seus processos:** As Companhias podem gastar tempo, dinheiro e esforço avaliando a fiabilidade de sua tecnologia e processos, mas isso tudo torna-se inútil se atenção insuficiente for dada às pessoas que mantêm a operação. A gestão de pessoas é fundamental, pois o erro humano se torna muito mais provável se o funcionário estiver stressado, cansado ou tiver responsabilidades que não combinam com o seu conjunto de habilidades.
- **Disponibilizar e Planejar Recursos:** Assegurar o planeamento e aprovisionamento de recursos necessários para a implementação e o funcionamento do sistema de gestão da segurança operacional, evitando assim que condições económicas e financeiras interfiram na segurança operacional em decorrência da degradação de sistema de controle existentes (barreiras de segurança) ou da integridade de instalações.
- **Estabelecer Cultura Organizacional:** A Companhia deverá estabelecer Valores, Política e Estrutura Organizacional com definição de responsabilidades e atribuições do pessoal envolvido, criando meios de comunicação de valores, políticas e metas e comprometer-se com a disponibilização de recursos para a implementação e o funcionamento do sistema de gerenciamento da segurança operacional.
- **Gerir Riscos:** Como base fundamental de todo o sistema de gestão, a identificação e análise dos riscos deve ser um propósito da Companhia, evitando assim que a falta de gestão e tolerabilidade aos riscos operacionais comprometam a segurança operacional.
- **Planejar e Gerir Emergências:** Como última barreira de segurança para mitigar os danos decorrentes de incidentes operacionais, a Companhia de elaborar um plano de emergência contendo os procedimentos de preparação e de resposta para todos os cenários identificados em estudos de riscos, complementando recursos internos e externos bem como a estrutura de resposta disponível.

- **Fomentar a integração entre agências reguladoras, concessionários e operadores de instalações:** Há necessidade do fortalecimento da integração e da interação nas atividades das indústrias do petróleo e do gás natural no Brasil, fora de um ambiente de fiscalização, a partir da criação de grupos técnicos de trabalho permanentes com a indústria para realização de troca de experiências e opiniões, para a realização de debates sobre as normas regulatórias existentes e/ou futuras, são fundamentais para o fortalecimento da Cultura de Segurança.
- **Aprimorar regulação de segurança operacional:** A regulamentação das atividades econômicas das indústrias do petróleo e do gás natural deve ser permanente e integrada entre agências reguladoras, concessionários e operadores de instalações de forma que diretrizes e regulamentos mantenham na sua essência uma base não prescritiva apoiada em gestão de riscos e sejam adequados para as operações bem como exequíveis e inteligíveis para todas as partes envolvidas, considerando ainda uma abordagem não restritiva as inovações tecnológicas.
- **Considerar as lições aprendidas para a identificação de potencialidades e lacunas regulatórias e operacionais:** Considerar as lições aprendidas para a identificação de potencialidades e lacunas regulatórias e operacionais: A Gestão do Conhecimento é ferramenta fundamental para a consecução de experiências baseadas nos registros pretéritos de um evento, o que se esperava deste evento, a análise das causas das diferenças entre ambas, e o que foi aprendido durante o processo. Em síntese, deve ser implantado mediante a compilação, organização, partilha e transferência de informações que fomente e perpetue a segurança operacional.

CAPÍTULO 11. TRABALHOS FUTUROS

Em termos de perspectivas de investigações futuras, sugere-se um levantamento mais pormenorizado do sistema de gestão de segurança operacional em outros tipos de unidades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural com características físicas e operacionais distintas da unidade investigada nesta dissertação por meio da realização de um inquérito com toda a força de trabalho operacional dessas unidades por meio de um estudo prático.

Convém ressaltar que um estudo mais circunstancial proporcionará um resultado mais factual de modo a conseguir-se verificar melhor a influência da implementação do sistema de gestão na obtenção da melhoria da segurança operacional no ambiente de trabalho em questão e na diminuição das ocorrências de incidentes de grandes proporções, além de substanciar a cultura de segurança e possibilitar a maior eficiência do sistema e a otimização dos custos.

Recomenda-se, ainda, a efetivação de um estudo e análise mais detalhados em termos de cultura de segurança operacional e cultura de reporte, haja visto que estes aspetos perspectivados na estrutura temporal têm se apresentado como obstáculos desmesurados à implementação do Sistema de Gestão de Segurança Operacional na indústria de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

É de extrema importância que trabalhos futuros se dediquem a abordar temas que não estão diretamente relacionados às atividades de exploração e produção, mas que também afetam o contexto da segurança operacional na indústria de petróleo e gás e sustentem as atividades principais, ampliando assim o conhecimento técnico operacional.

Para que isto seja possível, é essencial que ocorram mais debates em salas de aula das Universidades sobre temas que atuam como pilares da segurança operacional, dentre os quais pode-se sublinhar a Gestão de Mudanças, Gestão de Riscos, Integridade de Equipamentos e Sistemas Críticos, Planeamento de Emergências, Formação e tantos outros, estabelecendo não só disciplinas facultativas, mas também compulsórias.

Outro fator de grande significância que deve ser igualmente investigado trata-se do nexos entre Fatores Humanos e Ambiente de Trabalho com as elevadas taxas de não

cumprimento e/ou falhas em processos de Gestão de Mudanças, Gestão de Riscos, Integridade de Equipamentos e Sistemas Críticos, Planeamento de Emergências, Formação, dentre outros temas correlatos a segurança operacional.

Por fim, se espera um aprofundamento académico nas investigações futuras que tratem sobre as mudanças nas relações do trabalho com a degradação do ambiente laboral e a crescente do número de acidentes de trabalho, sobretudo entre os empregados contratados por empresas terceirizadas em confrontação com os empregados do quadro próprio das empresas do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Esta dissertação pode e deve ser melhorada a partir da consideração de um número amostral maior de instalações operacionais para análise, e desenvolvendo um indicador composto que permita comparações entre os níveis atuais de desempenho no sector com o nível de pontuação de cada instalação avaliada.

BIBLIOGRAFIA

1. A DICTIONARY FOR THE PETROLEUM INDUSTRY. Second Edition. The University of Texas at Austin. Austin, Texas. 1997.
2. AIChE. Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. p. 748. 1999
3. A GUIDE TO THE OFFSHORE INSTALLATIONS (SAFETY CASE) REGULATIONS 1992: GUIDANCE ON REGULATIONS. Liverpool (UK): HSE Books, 1992. 92 p.
4. A GUIDE TO THE OFFSHORE INSTALLATIONS (SAFETY CASE) REGULATIONS 2005 (Legal). Liverpool (UK): HSE Books, 2006. 93 p.
5. ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2019.
6. ANNUAL REPORT - ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES. 2017.
7. API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Management of Process Hazards Recommended Practice 750. 1990.
8. API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 75 - Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities. 3a edição. Washington, D.C. (EUA). Maio de 2004.
9. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. (2002). NBR ISO 19011 – Diretrizes para Auditorias de Sistema de Gestão da Qualidade e/ ou Ambiental. Rio de Janeiro: ABNT.
10. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. (2004). ABNT NBR ISO 14001 -Sistema de Gestão Ambiental – Requisito com Orientações para uso. Rio de Janeiro: ABNT.
11. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. (2008). ABNT NBR ISO 9001 – Sistema de Gestão da Qualidade - Requisitos. Rio de Janeiro: ABNT.

12. BARBOSA, D. P.; HARGUENAUER, D. F. (2009) A influência do fator humano nos cenários acidentais de uma refinaria de petróleo. In: V Congresso Nacional de Excelência em Gestão. Niterói, 2009.
13. BEZERRA, Marcela Sá Marques. A padronização de procedimentos como estratégia de sistematização do conhecimento: o caso da implantação do manual de segurança em uma Companhia de energia. 198 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal Fluminense - UFF, Niterói, 2011.
14. CASTRO, C. B DE; MARTINS, L. A; FERREIRA, G. S. As Relações entre os Acidentes na Indústria de Petróleo e o Desenvolvimento das Normas e Marcos Regulatórios Associados: Um Estudo Exploratório. (2015)
15. CCPS - Center for chemical process safety. Guidelines for engineering design for process safety. 2. ed. New York: American Institute of Chemical Engineers, 1993.
16. CCPS - CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY. Guidelines for Hazard Evaluation Procedures. 3. Ed. New York: AICHE, 2008.
17. CCPS - CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY. Guidelines for preventing human error in process safety. New York: AICHE, 1994.
18. CEPA - Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada - Instituto de Física da Universidade de São Paulo – A História do Petróleo. Acessado em 29.09.2019.
19. CHAIB, E. B. D. (2005). Proposta para Implementação de Sistema de Gestão Integrada de Meio Ambiente, Saúde, Segurança do Trabalho em Empresas de Pequeno e Médio Porte: Um Estudo de Caso da Indústria Metal-Mecânica. Tese de Mestrado em Administração. Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
20. CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 38 (2 – suplemento), p. 29-46, 2008.

21. CHINAQUI, E. F. Análise e gerenciamento de riscos de processo na indústria química. 2012. 91 f. Monografia - Escola de Engenharia de Lorena – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
22. CULLEN, W. D. Report of the Official Inquiry into the Piper Alpha Disaster. 1990.
23. DECOLA, E. (2009) A Review of Double Hull Tanker Oil Spill Prevention Considerations. Nuka Research & Planning Group, LLC.
24. DEEP HORIZON ACCIDENT INVESTIGATION REPORT – Macondo Well. BP Exploration & Production Inc. September. 2010.
25. DECRETO nº 4.085, de 15 de janeiro de 2002. Promulga a Convenção no 174 da OIT e a Recomendação no 181 sobre a Prevenção de Acidentes Industriais Maiores. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 16 fev. 2002. Seção 1.
26. DECRETO nº 4.136, de 20 de fevereiro de 2002. Dispõe sobre a especificação das sanções aplicáveis às infrações às regras de prevenção, controle e fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional, prevista na Lei no 9.966, de 28 de abril de 2000, e dá outras providências Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 21 fev. 2002. Seção 1.
27. DE MARCHI, B.; FUNTOWICZ, S.; RAVETZ, J. O. (2000) Acidente industrial de Seveso: paradigma e paradoxo. In: FREITAS, C. M; PORTO, M. F .S.; MACHADO, J. (Orgs.). Acidentes industriais ampliados: desafios e perspectivas para o controle e a prevenção. Rio de Janeiro: Editora Fiocruz, 129-148.
28. DEMO, Pedro. Educar pela pesquisa. Campinas: Autores Associados, 1996.
29. DICIONÁRIO DO PETRÓLEO EM LINGUA PORTUGUESA: Exploração e Produção de Petróleo e Gás. Uma colaboração Brasil, Portugal e Angola. Lexikon. PUC-Rio. 2009.
30. DIRECTIVE 82/501/CEE of the council of 24 June 1982 on the major-accident hazards of certain industrial activities. Official Journal of the European Communities, L 230/1, 1982.

31. DOVI, V. G., FRIEDLER, F., HUISINGH, D., & KLEMES, J. J. (2009). Cleaner energy for sustainable future. *Journal of Cleaner Production*, 17(10), 889-895.
32. DUNKLEY, S. "Andrew Hopkins, Disastrous Decisions: the Human and Organizational Causes of the Gulf of Mexico Blowout". *Journal of World Energy Law & Business*, v. 5, n. 4, 366-72, 2012.
33. ECS (EUROPEAN COMMITTEE OF STANDARDIZATION) BRITISH STANDARD IN ISO 17776:2002. "Petroleum and Natural Gas Industries - Offshore Production Installations - Guidelines on Tools and Techniques for Hazard Identification and Risk Assessment". 2002.
34. EPSC - EUROPEAN PROCESS SAFETY CENTRE. SAFETY MANAGEMENT SYSTEMS. Institution of Chemical Engineers, Rugby, 1994.
35. EXPLOSION AND FIRE AT THE MACONDO WELL - US CHEMICAL SAFETY AND HAZARD INVESTIGATION BOARD - INVESTIGATION REPORT. VOLUME 1. Abril de 2010.
36. FEDERAL REGISTER 76 FR 56683 (2011). Proposed Rule: 30 CFR Part 250. Oil and Gas and Sulphur Operations in the Outer Continental Shelf – Revisions to Safety and Environmental Management Systems. Department of the Interior, Agency Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE). Federal Register / Vol. 76, No. 178/ Wednesday, September 14, 2011 / Proposed Rules.
37. FEDERAL REGISTER FR-2013-04-05 (2013). Final Rule: 30 CFR Part 250. Oil and Gas and Sulphur Operations in the Outer Continental Shelf – Revisions to Safety and Environmental Management Systems. Department of the Interior, Agency Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE). Federal Register / Vol. 78, No. 66/ Friday, April 5, 2013 / Rules and Regulations.
38. FRANK, W. L. Process safety culture in the CCPS risk based process safety model. *Process safety progress*. v. 26, n. 3, p. 203-208. (2007)
39. FREITAS, C. M; PORTO, M.; MACHADO, J. (Orgs.). *Acidentes industriais ampliados: desafios e perspectivas para o controlo e a prevenção*. Rio de Janeiro: Editora Fiocruz

40. GIMENES, F., SILVA NETO, R., SILVESTRE, B. S. Sustainable Operations and Process Safety Management Systems: Implications for the Offshore Oil Industry and Petrobras.
41. GODINI, M. D. Q., & VALVERDE, S. (2001). Gestão integrada de qualidade, segurança & saúde ocupacional e meio ambiente. São Paulo: Bureau Veritas Brasil.
42. GUEDES, M. H. - O PETRÓLEO DESCOBERTO NO GOLFO!. Vitória – ES. 1º Edição. 2015
43. GUPTA, J. P.; NETO, A. D. C.; MERRITT, C. W.; HUNGERBUHLER, K. ; MANNAN, M. S.; Tamaura, M.(2005) Announcement / Journal of Loss Prevention in the Process Industries 18, 2005.
44. HALL, J., MATOS, S., & SILVESTRE, B. (2012). Understanding why firms should invest in sustainable supply chains: a complexity approach. International journal of production research, 50(5), 1332-1348.
45. HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE). Accident statistics for floating offshore units on the UK Continental Shelf 1980 – 2005. 2007. Disponível em: <http://www.hse.gov.uk>.
46. HESTER, R. E.; HARRISON, D. R. M. Risk assessment and risk management. New York: The Royal Society of Chemistry, 1998.
47. HILLARY, R. (2003). Environmental management systems and the smaller enterprise. Journal of Cleaner Production, EUA, 12, 561-569.
48. HOPKINS, A. Failure to learn: The BP Texas City refinery disaster. CCH Australia Limited. June. 2010.
49. ILO (2001). INTERNATIONAL LABOUR ORGANIZATION. Guidelines on occupational safety and health management systems. ILO-OSH 2001. Geneva: International Labor Office, 2001.
50. ILO (2002). INTERNATIONAL LABOR ORGANIZATION. Convention ILO 174, Recommendation 181: Prevenção de acidentes industriais maiores. Tradução de

- Abiquim/Fundacentro. São Paulo: Fundação Jorge Duprat Figueiredo de Segurança e Medicina do Trabalho, 2002.
51. IOGP (2018). INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS PROCESS SAFETY – Recommended practice on Key Performance Indicators. Report 456. November 2018.
52. KLETZ, Trevor Asher. O que houve de errado? Casos de desastres em indústrias químicas, petroquímicas e refinarias. São Paulo: Makron Books, 1993a. 279 p.
53. KLETZ, T. A. Guidelines for auditing process safety management systems. 2. ed. London: Institution of Chemical Engineers, 1991.
54. KLETZ, T. A. Lessons from disaster: how organizations have no memory and accidents. London: Institution of Chemical Engineers, 1993.
55. LEI n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
56. LEI nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o fundo social e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da lei 9.478, de 6 de agosto de 1997; e da outras providências.
57. LIMA, G.B.A. Importância dos Elementos Estruturantes de um Programa de Gestão de Segurança de Processo: Estudo de Caso em uma Empresa De Energia. Jun, 2013.
58. MACEDO, J. M. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 3, n. 3, p. 159-173, 1989.
59. MACONDO WELL INCIDENT Transocean Investigation Report. June 2011. Volume I

60. MAIA, L.N. Identificação de Perigos e Avaliação de Riscos em Uma Unidade *Offshore* na Fase de Operação: Estudo de Caso de um FPSO, Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão), Universidade Federal Fluminense, 2007.
61. MANNAN, S. (2012) (Ed.). Lees' Loss prevention in the process industries: Hazard identification, assessment and control. Butterworth-Heinemann. ISBN: 978-0-7506-7555-0
62. MANNAN, M. S., WEST, H. H.H, KRISHNA, K., ALDEEB A. A., KEREN, N., SARAF, S. R., LIU, Y. GENITLE, M. The Legacy of Bhopal: The impact over the last 20 years and future direction. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 18, Issues 4-6, p. 218-224, 2005;
63. MATOS, S., & SILVESTRE, B. S. (2013). Managing stakeholder relations when developing sustainable business models: the case of the Brazilian energy sector. *Journal of Cleaner Production*, 45, 61-73.
64. MENDES, P. A., HALL, J., MATOS, S., & SILVESTRE, B. (2014). Reforming Brazil ' s offshore oil and gas safety regulatory framework: Lessons from Norway, the United Kingdom and the United States. *Energy Policy*, 74, 443-453.
65. MINAYO, M. C. S. (org.). *Pesquisa Social. Teoria, método e criatividade*. 18 ed. Petrópolis: Vozes, 2001.
66. MONTEIRO, A. L. T. O. Estudo da Extensão da Vida Útil de Topsides em Plataformas de Produção Offshore de Petróleo no Brasil com Ênfase na Segurança Operacional (2016). Monografia. Departamento de Engenharia Química e de Petróleo. Universidade Federal Fluminense. 2016.
67. Monthly Oil Market Report – Feature article: Review of 2015, outlook for 2016. OPEP. December 2015.
68. MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. (2007). Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, n. 2, p. 531-549.
69. NASA - National Aeronautics and Space Administration. The Case for Safety - The North Sea Piper Alpha Disaster, May 2013 Volume 7 Issue 4.

70. OLIVEIRA, V.C.C.. Análise da Segurança em Operações Marítimas de Exploração e Produção de Petróleo. Dissertação (Mestrado) Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003.
71. ORNELAS, D.L.; ALMEIDA, A.G., MAGRINI, A. *et al.* “Segurança Operacional e Preservação Ambiental: Evolução dos Aspectos Regulatórios nas Unidades de Produção de Óleo e Gás Natural Offshore no Brasil”. Anais do XV Congresso Brasileiro de Energia, pp. 775-89, Rio de Janeiro, 22-24 out. 2013, 2013.
72. ORNELLAS, D. L., Aperfeiçoamento do processo de fiscalização com foco em segurança e meio ambiente nas unidades de produção offshore no Brasil. Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil, 2014.
73. OLIVEIRA, Mauricio de Paula. Um estudo de Caso da Gestão de Segurança Industrial de uma Plataforma de Petróleo Offshore. 110 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Universidade Federal Fluminense – UFF, Niterói, 2008.
74. OSHA: OSHA Academy – Occupational Safety and Health Training. Introduction to Process Safety Management. Course 736, Study Guide. Beaverton – OR (EUA). 2013.
75. PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. Boletim Geociências da Petrobrás, v. 4, p. 3-11, 1990.
76. PEREIRA, A. – Geopolítica do Petróleo Brasileiro – A estratégia de Internacionalização da Petrobras na América do Sul – Dissertação de Mestrado. São Paulo. 2019.
77. PETROLEUM EXTENSION SERVICE. A dictionary for the petroleum industry. Austin, Tex.: The University of Texas at Austin, 1999.
78. PUIATTI, R. (2000) A prevenção e os trabalhadores – aspectos comparativos da legislação dos EUA, da Grã-Bretanha e da Holanda..
79. REASON, J. (2003) Human error. New York: Cambridge University Press.

80. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. ANP. 2010.
81. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. ANP. 2011.
82. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. ANP. 2012.
83. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. ANP. 2013.
84. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. ANP. 2014.
85. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. ANP. 2015.
86. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. ANP. 2016.
87. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE DA PLATAFORMA P-34. ANP. BRASIL. Janeiro. 2003
88. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE NO CAMPO DE FRADE - UNDERDA PLATAFORMA P-20. ANP. Brasil. 2012
89. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE DA PLATAFORMA P-20. ANP. Brasil. 2013
90. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE DA PLATAFORMA ALPHA STAR (SS-83). ANP. Brasil. Junho. 2015
91. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE NO FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS. ANP. Brasil. Agosto. 2015
92. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE DA PLATAFORMA WEST EMINENCE (SS-69). ANP. Brasil. Dezembro. 2016

93. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE NA VÁLVULA V-05 DO OLEODUTO ORBIG (OLEODUTO RIO-BAÍA DE ILHA GRANDE). Brasil. 2016.
94. RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DO ACIDENTE FATAL EM 31/01/2016 NA REFINARIA DE DEUQUE DE CAXIAS. REDUC. Brasil. 2016.
95. RESOLUÇÃO nº 37, de 28 de agosto de 2015 - Consolida o procedimento de fiscalização da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, estabelecendo os casos em que será aplicado o auto de infração, bem como os casos em que será concedido prazo para saneamento das desconformidades verificadas nas instalações fiscalizadas.
96. RESOLUÇÃO ANP nº 34, de 24/11/2005 - Aprova o Regulamento Técnico para o Credenciamento das Instituições de Pesquisa e Desenvolvimento, Regulamento ANP nº 6/2005, referente à Cláusula intitulada de Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento dos Contratos de Concessão.
97. RESOLUÇÃO nº 43, de 06 de dezembro de 2007 - Institui o Regime de Segurança Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural e aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão da Segurança Operacional (SGSO) para as instalações de perfuração e de produção de petróleo e gás natural. Inclui o Regulamento Técnico em anexo.
98. RESOLUÇÃO nº 44, de 22 de dezembro de 2009 – Estabelece o procedimento para comunicação de incidentes a ser adotado pelos concessionários e empresas autorizadas pela ANP a exercer as atividades da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como distribuição e revenda.
99. RESOLUÇÃO ANP Nº 2, de 14.de janeiro de 2010. Instituí o Regime de Segurança Operacional para Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural.
100. RESOLUÇÃO ANP Nº 6, de 3 de fevereiro de 2011 Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT
101. RESOLUÇÃO CONAMA nº 237/1997. Dispõe sobre licenciamento ambiental; competência da União, Estados e Municípios; listagem de atividades

sujeitas ao licenciamento; Estudos Ambientais, Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental.

102. ROCHA JR, Edson; CAROLINA MAGGIOTTI COSTA, Maria; DOROTÉA GODINI, Maria. (2013) Acidentes ampliados à luz da “Diretiva Seveso” e da convenção Nº 174 da International Labor Organization - ILO. Revista de Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade, v. 1, n. 2.
103. SANDERS, Roy. Chemical Process Safety: Learning from Case Histories. Boston: Butterworth-Heinemann. EUA. 1999. 342 p.
104. SEVESO III, Directive. Council Directive 2003/105/EC of the European Parliament amending Council Directive 96/82/EC on the control of major-accident hazards involving dangerous substances. Official Journal of the European Union No. L, v. 345, 2003.
105. SILVA, Vanderlei Alves da Silva. O Planejamento de Emergência em Refinarias Brasileiras: Um Estudo dos Planos de Refinarias Brasileiras e uma Análise de Acidentes em Refinarias no Mundo e a Apresentação de uma Proposta de Relação de Cenários Acidentais para Planejamento. 157 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal Fluminense - UFF, Niterói, 2003
106. SILVA, D. G. DA; ARAGÃO, M. F; SILVA, T. P. DA; SILVA, T. C. DA – Combustíveis fósseis e aquecimento. Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada (CEPA). Instituto de Física da Universidade de São Paulo. USP. 1999.
107. SILVESTRE, B. S. (2014a). A hard nut to crack! Implementing supply chain sustainability in an emerging economy. Journal of Cleaner Production (in press), doi:10.1016/j.jclepro.2014.01.009.
108. SILVESTRE, B. S. (2014b). The Challenges of Implementing Sustainable Supply Chains in an Emerging Economy. In Academy of Management Proceedings (Vol. 2014, No. 1, p. 10383).

109. SILVESTRE, B., & DALCOL, P. R. T. (2009). Geographical proximity and innovation: Evidences from the Campos Basin oil & gas industrial agglomeration—Brazil. *Technovation*, 29(8), 546-561.
110. SILVESTRE, B. S. & SILVA NETO, R. (2014). Capability accumulation, innovation, and technology diffusion: lessons from a base of the pyramid cluster. *Technovation*, 34(5), 270-283.
111. SILVESTRE, B. & SILVA NETO, R. (2014). Are cleaner production innovations the solution for small mining operations in poor regions? The case of Padua in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 84, 809-817.
112. SINDIPETRO SINDIPETRO-RN. “Auditores Fiscais do Trabalho Interditam Plataforma Cherne 2 na Bacia de Campos”. 10 fev. 2011. Sindicato dos Trabalhadores em Pesquisa, Exploração, Produção, Perfuração, Refino, Armazenamento e Transporte de Petróleo e dos Empregados em Empresas interpostas no Estado do Rio Grande do Norte.
113. SKOGDALEN, J.E., KHORSANDI, J., VINNEM, J.E. “Evacuation, Escape, and Rescue Experiences from Offshore Accidents Including the Deepwater Horizon”. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, v. 25, n. 1, pp. 148-58, 2012.
114. SKOGDALEN, J.E., VINNEM, J.E. “Quantitative Risk Analysis Offshore – Human and Organizational Factors”. *Reliability Engineering and System Safety*, v. 96, n. 4, pp. 468-79, 2011.
115. SKOGDALEN, J.E.; UTNE, I.B.; VINNEM, J.E. “Developing Safety Indicators for Preventing Offshore Oil and Gas Deepwater Drilling Blowouts”. *Safety Science*, v. 49, n. 8-9, pp. 1187-99, 2011.
116. SOARES, C. R. U., & BARBOSA, L. A. A. (2001). Sistema de Gestão Integrada de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS)- Uma experiência de implantação. *Anais da Ecolatina*, Belo Horizonte, MG, Brasil.
117. SOARES, G. F. S. (1999) *Direito Internacional do Meio ambiente: emergência, obrigações e responsabilidades*. São Paulo: Atlas, 2001.

- TAVARES, R. N. As Organizações Não-Governamentais nas Nações Unidas. Brasília: Instituto Rio Branco; Centro de Estudos Estratégicos.
118. SOTO, J. J. D., & SENATORE, D. (2001). O Gerenciamento Integrado da Qualidade, Meio Ambiente, Saúde e Segurança como Ferramenta para Melhoria de Desempenho na Indústria Química. São Paulo: OPP Química S.A.
119. SUTTON, I. Analysis of the SEMS II Safety Management Rule. Offshore Technology Conference, Houston, EUA. 2013.
120. THE HISTORY OF PROCESS SAFETY. JOURNAL OF LOSS PREVENTION IN THE PROCESS INDUSTRIES, vol. 25, p. 763-765, 2012.
121. THEOBALD, R.; LIMA, G.B.A.; A Excelência em Gestão de SMS: uma Abordagem orientada para os Fatores Humanos. Revista Eletrônica Sistemas & Gestão, v.2, n.1, p75-88, janeiro a abril de 2007.
122. UPDATE OF OCCURRENCE RATES FOR OFFSHORE OIL SPILLS. BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT. July, 2016.
123. VIEIRA MMF, ZOUAIN DM. Pesquisa qualitativa em administração: teoria e prática. 2ªed. Rio de Janeiro: FGV; 2007.
124. VIERENDEELS, GEERT & RENIERS, GENSERIK & NUNEN, KAROLIEN & PONNET, KOEN. (2017). An Integrative Conceptual Framework for Safety Culture: The Egg Aggregated Model (TEAM) of Safety Culture. Safety Science. 103. 10.1016/j.ssci.2017.12.021.
125. VINNEM, J. E. (2007) Offshore Risk Assessment: Principles, Modelling and Applications of QRA Studies. 2nd edition, London: Springer-Verlag London Limited.
126. WILLEY, R.J.; CROWL, D.A.; LEPKOWSKI, W. The Bhopal Tragedy: Its influence on Process and Community Safety as Practiced in the United States. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, n.18, p.365-374, 2005.
127. ZIO, E., AVEN, T. (2013) Industrial disasters: Extreme events, extremely rare. Some reflections on the treatment of uncertainties in the assessment of the associated risks. Process Safety and Environmental Protection 91, 2013.

SÍTIOS ELETRÔNICOS

1. http://members.home.nl/the_sims/rig/gjs.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.
2. http://members.home.nl/the_sims/rig/enchova.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.
3. http://members.home.nl/the_sims/rig/p36.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.
4. http://members.home.nl/the_sims/rig/usumacinta.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.
5. <https://www.epa.gov/enforcement/deepwater-horizon-bp-gulf-mexico-oil-spill>. Acessado em 29 de setembro de 2018.
6. http://members.home.nl/the_sims/rig/mhn.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.
7. http://members.home.nl/the_sims/rig/bohai2.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.
8. http://members.home.nl/the_sims/rig/seacrest.htm. Acessado em 29 de setembro de 2018.
9. <https://www.jornalpelicano.com.br/2015/02/fpso-cidade-de-sao-mateus-5-mortos-e-4-desaparecidos/>. Acessado em 29 de setembro de 2018.
10. <http://dommoenergia.com.br/dommo-energia/quem-somos/> Acessado em 30 de junho de 2019.
11. <http://cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo1A/historia.html>
12. https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm. Acessado em 09 de dezembro de 2019.
13. <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/>. Acessado em 09 de dezembro de 2019.

14. <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-campos.htm>. Acessado em 30 de junho de 2019.
15. <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-santos.htm>. Acessado em 09 de dezembro de 2019.
16. <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-do-espirito-santo.htm>. Acessado em 09 de dezembro de 2019.
17. https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_December_2015.pdf. Acessado em 09 de dezembro de 2019.